



**Universidad  
Europea**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**TRANSFORMAR YACIMIENTOS MADUROS DE HIDROCARBUROS EN  
PARQUES EÓLICOS: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA PROVINCIA DE  
SANTA CRUZ, ARGENTINA.**

MÁSTER EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA RENOVABLES

**Autora:**

**Ingeniera Lilibeth Perdomo Hernández**

**Dirigido por:**

**Miguel Vázquez Romero**

MADRID, julio 2024

**TÍTULO:** Transformar yacimientos maduros de hidrocarburos en Parques Eólicos: Estudio de factibilidad en la provincia de Santa Cruz, Argentina.

**AUTOR:** LILIBETH Perdomo Hernández

**DIRECTOR DEL PROYECTO:** MIGUEL Vázquez Romero

**FECHA:** Julio del 2024

## AGRADECIMIENTO

A mi familia, quienes me han apoyado durante toda mi carrera profesional, y me han acompañado durante estos 27 años de continuo aprendizaje, de mucho estudio, de cambios, transformación y sobre todo resiliencia.

Estoy totalmente convencida que podemos transformar vidas a través de la energía, haber dedicado mi carrera al desarrollo de energía no ha sido un trabajo, es involucrarme en lo que me apasiona, por eso agradezco a todos los profesionales y colegas, profesores de este máster, que han compartido sus conocimientos y me han permitido crecer.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutor Miguel Vázquez, por su apoyo constante durante todo el proceso de desarrollo mi Trabajo Final de Máster. A pesar de los desafíos y obstáculos que he enfrentado, su guía y confianza me ayudaron a superar momentos difíciles. Reconozco la importancia de su compromiso y la valiosa contribución que hizo para mi crecimiento académico y personal. Este logro no habría sido posible sin su apoyo inquebrantable.

## RESUMEN

La matriz energética de Argentina presenta una alta dependencia de fuentes fósiles principalmente petróleo y Gas (89 % de la energía primaria), sobre la generación de energía eléctrica 61% proviene de fuentes fósiles, 22% Hidroeléctrica; 7,5% de nuclear; 9,5% de otras renovables (se compone de 74% de energía eólica, 13% fotovoltaica solar, 7% minihidráulicos y las bioenergías 6%), según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

El sector eólico en Argentina, a diciembre 2023, cuenta con 64 parques eólicos en funcionamiento, con 3200 MW de potencia instalados y producción de 12900 GWh, la energía eólica abastece cerca de 3 millones de hogares y evita la emisión GEI de 5,8 millones de Ton CO<sub>2</sub> por año, (fuente: página del Ministerio de energía y Minas de Argentina).

Este trabajo fin de máster (TFM), se enfoca en transición energética, se propone estudiar la viabilidad transformar áreas maduras de explotación hidrocarburos de la cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz Argentina, en parques eólicos. El objetivo principal es estudiar la viabilidad de los recursos eólicos, emplazamientos y la oportunidad de reducir costos por la infraestructura existente y estudios de impacto ambiental.

La metodología planteada para desarrollar este TFM se centra en reducir incertidumbre de datos usando metodología de cálculos estáticos y simulación estocástica de Monte Carlo, clasificación de recursos eólicos según UNFCC, y análisis económico. Los principales resultados obtenidos del estudio de viabilidad muestran que existe un potencial eólico capaz de generar una cantidad máxima de energía eléctrica de entre 2950 GWh y 7400 GWh anuales para los escenarios estudiados, con resultados económicos positivos.

Como principales conclusiones se destaca que es viable desarrollar parques eólicos en las zonas de los actuales yacimientos maduros de hidrocarburos de la provincia de Santa Cruz, lo que implica impulsar la transición energética en Argentina.

**Palabras clave:** Transición energética, energía renovable, energía eólica, emisiones GEIs, yacimientos de hidrocarburo, Brown Field.

## ABSTRACT

Argentina's energy matrix is highly dependent on fossil sources, mainly oil and gas (89% of primary energy), 61% of electricity generation comes from fossil sources, 22% from hydroelectric; 7.5% nuclear; 9.5% from other renewables (made up of 74% wind energy, 13% solar photovoltaic, 7% mini-hydro and 6% bioenergy), according to data from the Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

The wind sector in Argentina, as of December 2023, has 64 wind farms in operation, with 3200 MW of installed power and production of 12900 GWh, wind energy supplies about 3 million homes and avoids the GHG emission of 5.8 million Ton CO<sub>2</sub> per year, (source: website of the Ministry of Energy and Mines of Argentina).

This Master Thesis focuses on energy transition, it aims to study the feasibility of transforming mature hydrocarbon exploitation areas of the Golfo San Jorge basin, Province of Santa Cruz, Argentina, into wind farms. The main objective is to study the viability of wind resources, sites and the opportunity to reduce costs by existing infrastructure and environmental impact studies.

The methodology proposed to develop this master's thesis focuses on reducing data uncertainty using static calculation methodology and stochastic Monte Carlo simulation, classification of wind resources according to UNFCC, and economic analysis. The main results obtained from the feasibility study show that there is a wind potential capable of generating a maximum amount of electrical energy of between 2950 GWh and 7400 GWh per year for the scenarios studied, with economic results.

The main conclusions are that it is feasible to develop wind farms in the areas of the current mature hydrocarbon fields in the province of Santa Cruz, which implies promoting the energy transition in Argentina.

**Keywords:** Energy transition, renewable energy, wind energy, GHG emissions, hydrocarbon deposits, Brown Field.

## INDICE

RESUMEN .....	3
ABSTRACT .....	5
INDICE .....	6
ÍNDICE DE FIGURAS .....	9
INDICE DE TABLAS .....	14
ÍNDICE DE GRAFICOS .....	18
ESTRUCTURA DEL TFM .....	20
PLANIFICACIÓN GENERAL DEL TFM .....	21
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	23
1.1. ANTECEDENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA.....	28
1.2. CONTEXTO GENERAL .....	32
1.3. ANÁLISIS DE PROBLEMÁTICA.....	35
1.4. OBJETIVOS.....	35
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE .....	37
CAPÍTULO 3. MARCO TEORICO CONCEPTUAL .....	45
3.1. CARACTERÍSTICAS DEL VIENTO DEL SUR DE ARGENTINA.....	45
3.2. RECURSOS EÓLICOS.....	47
3.3. CARACTERÍSTICAS DEL VIENTO .....	50
3.3.1. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO.....	50
3.3.2. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA .....	51
3.3.3. DIRECCIÓN DEL VIENTO.....	52
3.3.4. VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.....	53
3.3.5. INTENSIDAD DE LA TURBULENCIA.....	54

3.3.6.	DENSIDAD MEDIA DE POTENCIA.....	54
3.4.	VALORIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	55
3.5.	EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS: Clase, Categoría y Sostenibilidad.....	58
3.6.	SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO EN LA ZONA DE INTERÉS PARA EL DESARROLLO EÓLICO.....	60
3.7.	COMPARACIÓN DE CADENA DE VALOR DE NEGOCIO Y PROYECTOS DESARROLLO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS Y EÓLICO.....	70
3.8.	Análisis de Riesgo proyectos eólicos Argentina.....	73
CAPITULO 4: JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL ANALISIS.....		76
CAPITULO 5: METODOLOGIA PARA ANALISIS DE FACTIBILIDAD.....		78
5.1.	Fase 1: Pre-Visualización .....	79
5.2.	Fase 2: Visualización .....	79
5.3.	Fase 3: Pronósticos y Evaluación .....	79
CAPITULO 6: CALCULOS Y PRONOSTICOS. ....		80
6.1.	CÁLCULO DE RECURSO EÓLICO MÉTODO ESTÁTICO .....	80
6.2.	CÁLCULO DE RECURSOS EÓLICO MÉTODO SIMULACIÓN ESTOCASTICA.....	88
6.3.	EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO: Escalas Hidrocarburo - Eólico ..	93
6.4.	DIMENSIONAMIENTO – ESCENARIOS DE DESARROLLO PROPUESTO .....	96
CAPITULO 7: EVALUACIÓN DE RECURSOS EÓLICOS. ....		120
7.1.	Ciclo de vida de proyectos .....	120
7.2.	Clasificación de los recursos.....	121
7.3.	Categorización de los recursos.....	124
7.4.	Grado de Confianza de los recursos.....	128

---

CAPITULO 8: DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	130
CAPITULO 9: CONCLUSIONES.....	142
CAPITULO 10: FUTURAS LINEAS DE TRABAJO .....	145
REFERENCIAS.....	148
ANEXOS .....	150

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cronograma de tareas y plan de gestión. Elaboración Propia.....	22
Figura 3. Mapa de división Provincial de Argentina. (Fuente: Vialidad Nacional Argentina). .....	25
Figura 4. Mapa de Potencia Eólica Instalada (MW) en Argentina. (Fuente: Realización propia, datos Ministerio de Energía de Argentina).....	27
Figura 5. Mapa de la provincia de Santa Cruz. Argentina. (Fuentes: gifex.com./ <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/">https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/.</a> ) Elaboración Propia. ....	38
Figura 6. Mapa de parques Eólicos de la provincia de Santa Cruz. Argentina. (Fuentes: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/">https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/.</a> ) Elaboración Propia.....	40
Figura 7. Mapa de Cuenca San Jorge y Actividad Petrolera de provincia de Santa Cruz. Argentina. (Fuentes: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/">https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/.</a> ) Elaboración Propia.....	42
Figura 8. Mapa de Argentina con tipos de vientos. (Fuentes: página web <a href="http://meteorologiadelsur.com">meteorologiadelsur.com</a> ).....	46
Figura 9. Esquema del efecto Foehn (Cantero, 2022).....	47
Figura 10. Mapa de Recurso Eólico de Argentina. Fuente: ( <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-vientos/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-vientos/</a> ) .....	50
Figura 11. Distribución de velocidad de viento m/s. Fuente: Datos de Global Wind Data para una altura de buje de 85m. Elaboración Propia con herramienta Crystal Ball -ORACLE .....	52
Figura 12. Rosa de viento Provincia de Santa Cruz (Fuente: <a href="http://globalwindatlas.info">globalwindatlas.info</a> ) .....	53
Figura 13. Variación vertical del viento medio de la Provincia de Santa Cruz. (Fuente: <a href="http://globalwindatlas.info">globalwindatlas.info</a> ) .....	53
Figura 14. Densidad media de la Provincia de Santa Cruz (Fuente:	

globalwindatlas.info).....	55
Figura 15. Esquema de Proceso para estimación de recursos eólicos .....	56
Figura 16. Representación gráfica del Marco de UNFC para evaluación de recursos y análisis de factibilidad (United Nations. Economic Commission for Europe, 2019) .....	58
Figura 17. Marco de UNFC para evaluación de recursos y análisis de factibilidad (United Nations. Economic Commission for Europe, 2019) .....	59
Figura 18. Mapa intensidad de vientos de Argentina (secretaria de Energía, Ministerio de economía de Argentina, elaborado en 2019).....	62
Figura 19. Mapa áreas de concesión de la cuenca del Golfo San Jorge de Argentina (secretaria de Energía, Ministerio de Energía de Argentina, elaborado en 2020).....	63
Figura 20. Mapa áreas de Sistema eléctrico interconectado de la Provincia de Santa Cruz (secretaria de Energía, Ministerio de Energía de Argentina, Data base <a href="https://datos.energia.gob.ar">https://: datos.energia.gob.ar</a> ).....	64
Figura 21. Magnitud de un sistema de Bombeo Mecánico en la provincia de Santa Cruz (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de- la-energia-2/</a> ).....	68
Figura 22. Magnitud de altura de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ) .....	68
Figura 23. Magnitud de las palas de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ) .....	68
Figura 24. Magnitud de las palas de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ) .....	69
Figura 25. Cadena de valor del negocio O&G (Fuente de datos:	

<a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia</a> .....	70
Figura 26. Cadena de valor del negocio Eléctrico (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia</a> ) .....	70
Figura 27. Desarrollo de Recursos de Hidrocarburos (Fuente de datos: elaboración propia) .....	71
Figura 28. Coste total instalado y LCOE por tecnología (Fuente de datos: IRENA) .....	72
Figura 29. Riesgos logísticos en Transporte marítimo (Fuente de datos: (LEA Circular a, 17 C.E.)) .....	73
Figura 30. Riesgos operativos en periodos de prueba (Fuente de datos: (LEA Circular, 2017)) .....	74
Figura 31. Riesgos Mecánicos en periodos de operación (Fuente de datos: (LEA Circular, 17 C.E.)) .....	74
Figura 32. Riesgos estructurales por altos vientos. Santana do Livramento Brasil (Fuente de datos: (LEA Circular, 17 C.E.)) .....	75
Figura 33. Mapa de la Provincia de Santa Cruz con rectángulo de superficie (Google earth.) Elaboración Propia.....	77
Figura 34. Proceso de Desarrollo Metodológico. Elaboración Propia.....	79
Figura 35. Perfil de coeficiente de cizalladura (Fuente de datos: IRENA- IET Global Atlas de IRENA Técnicas de planificación espacial Curso de 2 días) .....	80
Figura 36. Exponente de rugosidad o cizalladura (Fuente de datos: Material de clases Modulo 3. Curso de Generación Renovables, autor: Miguel Vázquez).....	81
Figura 37. Representación de cálculo de velocidad a la altura del buje. (Fuente de datos: IRENA- IET Global Atlas de IRENA Técnicas de planificación espacial Curso de 2 días) .....	82
Figura 39. Norma UNE-EN-IEC 61400-1. (Fuente de datos: Asociación Española	

de Normalización) .....	83
Figura 41. Cálculo de Energía. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia.....	86
Tabla 9. Resultados de FC para los aerogeneradores seleccionados para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal wind turbine/ GWA / IRENA). Elaboración propia .....	87
Figura 42. Definición de asunción Energía Simulación Estocastica. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia .....	90
Figura 43. Definición de previsión de Energía Simulación Estocastica. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia .....	90
Figura 44. Simulación Estocástica de Energía. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia.....	91
Figura 45. Resultado de simulación estocástica de Energía. Gráfico de probabilidad y acumulativo. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia.....	91
Figura 46. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ). Elaboración Propia. ....	94
Figura 47. Ubicación de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ). Elaboración Propia. ....	94
Figura 48. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ). Elaboración Propia. ....	95
Figura 49. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: <a href="https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/">https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del- mundo-de-la-energia-2/</a> ). Elaboración Propia .....	96
Figura 50. Proceso de Pronostico de la Energía para los escenarios propuestos. (Fuente de datos: IRENA/GWD/CAMMESA). Elaboración Propia .....	99

Figura 51. Fases del ciclo de vida de proyectos para explotación de recursos eólicos y de hidrocarburos. (Fuente de datos: Kerman Vazquez “Ciclo de vida de proyectos EOL” / spe.org). Elaboración Propia .....	120
Figura 52. Facilidades o I&O (Ingeniería y Obras) requeridas para explotación de recursos eólicos y de hidrocarburos. (Fuente de datos: Vazquez,K “Ciclo de vida de proyectos EOL”, 2022 / spe.org). Elaboración Propia .....	122
Figura 53. Framework para clasificar Recursos UNFCC. Fuente de datos (United Nations. Economic Commission for Europe, 2019) . Elaboración Propia	124
Figura 54. Categoría de volúmenes de Recursos en base a nivel de incertidumbre – Resultado análisis de simulación estocástico de la energía. Simulación Monte Carlo. (Fuente de datos IRENA/WGA). Elaboración Propia.....	125

## INDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Seguimiento metas ODS Argentina. (Fuente: Balance Energético Nacional (BEN) y escenarios energéticos 2030. Ex Ministerio de Energía y Minería). Elaboración Propia .....	23
Tabla 2. Características de las tres generaciones de aerogeneradores en Argentina. Elaboración propia.(Clementi et al., 2021).....	29
Tabla 3. Características de tercera generación de aerogeneradores en Argentina (Clementi et al., 2021) .....	31
Tabla 4. Áreas de concesión revertidas a la provincia de Santa Cruz 2023 y estado de Reservas al 31-12-2022. Fuente de dato: Ministerios de energía. Elaboración propia.....	43
Tabla 5. Yacimientos convencionales maduros de las concesiones revertidas a la provincia de Santa Cruz 2023 y estado de Reservas al 31-12-2022. Fuente de dato: Ministerios de energía. Elaboración propia.....	66
Tabla 6. Datos de parques eólicos Provincia de Santa Cruz - Analogía (Fuente: CAMMESA/Ministerio de Energía y Minas/ YPF LUZ). Elaboración propia..	82
Tabla 7. Resultado de velocidad media anual provincia de santa Cruz. (Fuente: GWA/IRENA). Elaboración propia. ....	83
Tabla 8. Característica de Aerogeneradores seleccionados para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal wind turbine). Elaboración propia.....	84
Tabla 10. Resultados de FC para los aerogeneradores de los parques eólicos de Santa Cruz. (Fuente: CAMMESA/ YPF). Elaboración propia .....	87
Tabla 11. Resultado de estadística curva de Weibull de la velocidad del viento (Fuente: GWA/CRYSTAL BALL- ORACLE). Elaboración propia.....	89
Tabla 12. Resultados de FC con el método de Simulación Estocástica para cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal wind turbine/ GWA / IRENA). Elaboración propia .....	92
Tabla 13. Resultados de Número máximo de Aerogeneradores por área disponible y	

diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia.....	97
Tabla 14. Número máximo de Aerogeneradores por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia .....	97
Tabla 15. Número de Aerogeneradores Escenario 1, por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia .....	98
Tabla 16. Número de Aerogeneradores Escenario 2, por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia .....	98
Tabla 17. Pronóstico de Energía Escenarios 1 y 2. (Fuente: Gobal Wind Atlas). Elaboración propia.....	100
Tabla 18. Pronóstico de Energía Escenarios 1 y 2. (Fuente: IRENA). Elaboración propia.....	100
Tabla 19. Resultados de FC para las distribuciones Log normal de energía. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia .....	105
Tabla 20. Pronósticos anuales mínimo de Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia .....	107
Tabla 21. Pronósticos anuales más probable de Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia.....	108
Tabla 22. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia. ....	109
Tabla 23. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh Aerogenerador Enercon E-101 E2/3.5 declinado por FC para el Escenario 1. Afectado por el número de aerogeneradores óptimos. (Fuente:IRENA, GWA). Elaboración propia .....	111
Tabla 24. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh Aerogenerador Enercon E-126 EP4/4.2 declinado por FC para el Escenario 2. Afectado por el número de aerogeneradores óptimos. (Fuente:IRENA, GWA). Elaboración propia .....	111

Tabla 25. Inversiones para evaluación económica. Escenarios 1 y 2. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia.....	112
Tabla 26. Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW, declinado por FC para el Escenario 1. (Fuente: GWA). Elaboración propia.....	113
Tabla 27. Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW, declinado por FC para el Escenario 2. (Fuente: GWA). Elaboración propia.....	113
Tabla 28. Comparación de resultados económicos de Argentina y Santa Cruz contra valores de referencia mundial. (Fuente: IRENA, CAMMESA). Elaboración propia.....	119
Tabla 29. Categoría UNFCC de los Recursos. volumen 1 solo Aerogenerador. (Fuente: GWA). Elaboración propia.....	126
Tabla 30. Categoría UNFCC de los Recursos. volumen 1 solo Aerogenerador. (Fuente: IRENA). Elaboración propia. ....	126
Tabla 31. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 1, 20% desarrollo de áreas. (Fuente: GWA). Elaboración propia.....	127
Tabla 32. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 1, 20% desarrollo de áreas. (Fuente: IRENA). Elaboración propia. ....	127
Tabla 33. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 2, 50% desarrollo de áreas. (Fuente: GWA). Elaboración propia.....	127
Tabla 34. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 2, 50% desarrollo de áreas. (Fuente: IRENA). Elaboración propia. ....	128
Tabla 35. Resultado análisis económico. Indicador LCOE. (Fuente: IRENA/GWA). Elaboración propia.....	134
Tabla 36. Resultado emisiones de GEI. Ton CO2 por MW Instalado. (Fuente: IRENA/GWA). Elaboración propia.....	140
Tabla 37. Resultado números de hogares que se abastecerían por MW Instalado.	

(Fuente: IRENA/GWA). Elaboración propia..... 141

## ÍNDICE DE GRAFICOS

Gráfico 1. Evolución de Potencia instalada de energía eólica en Argentina. (Fuente: Reporte Ministerio de energía de Argentina: AR_ Energía Renovables - Base de Datos 2023 -12). Elaboración propia. ....	32
Gráfico 2. Velocidad del viento media Km/h en La Patagonia (Fuente de datos: Reporte Estadísticas Climatológicas Normales - período 1991-2020, Servicio Metrológico Nacional. Elaboración propia) .....	51
Gráfica 3. Generación de energía eléctrica parques eólicos Provincia de Santa Cruz (Fuente de datos: Reporte Generación eléctrica serie mensual CAMMESA 2019-2023. Fabricación propia).....	67
Gráfico 4. Rango de valores mínimo-más probable- máximo de las curvas de distribución probabilísticos de la Energía. (Fuente de datos: GWA). Elaboración Propia .....	104
Gráfico 5. Rango de valores mínimo-más probable- máximo de las curvas de distribución probabilísticos de la Energía. (Fuente de datos: IRENA). Elaboración Propia .....	104
Gráfico 6. Resultado LCOE evaluación económica escenario 1. (Fuente: GWA / CAMMESA). Elaboración propia. ....	114
Gráfico 7. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 1. (Fuente: GWA/ CAMMESA). Elaboración propia.....	114
Gráfico 8. Resultado LCOE evaluación económica escenario 1. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia. ....	115
Gráfico 9. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 1. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia.....	115
Gráfico 10. Resultado LCOE evaluación económica escenario 2. (Fuente: GWA / CAMMESA). Elaboración propia .....	116
Gráfico 11. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 2. (Fuente: GWA/ CAMMESA). Elaboración propia.....	116

---

Gráfico 12. Resultado LCOE evaluación económica escenario 2. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia. ....	117
Gráfico 13. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 2. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia.....	117

## **ESTRUCTURA DEL TFM**

A continuación, se describe la estructura que conforma el TFM, el cual consta de 10 capítulos en total, que sirven para abarcar desde la introducción, hasta el análisis de resultados y conclusiones de este trabajo. A continuación, se describe el contenido de los capítulos.

- El capítulo 1-2-3 contienen: Introducción, Antecedentes, un contexto general, análisis de la problemática, objetivos. Seguido del capítulo 2 que describe el estado del arte para la provincia de Santa Cruz en Argentina, y el capítulo 3 es donde se desarrolla el marco teórico.
- Capítulo 4-5-6: Se dedica a la justificación de la problemática, dedicado a la metodología de cálculos y análisis de viabilidad, seguido del capítulo 6 que se dedica a la evaluación de los recursos eólicos.
- Capítulo 7-8: Estos capítulos se dedican a la evaluación de los recursos discusión de resultados.
- Capítulo 9-10: Conclusiones y futuras líneas de trabajo.

El TFM cuenta con otros apartados dedicados a la planificación general de desarrollo de trabajo, referencias bibliográficas y anexos.

## PLANIFICACIÓN GENERAL DEL TFM

Este apartado explica cómo se planificó y desarrollo el trabajo de fin de máster (TFM), así como se indican los recursos necesarios para desarrollar el trabajo para alcanzar los objetivos planteados.

Para la planificación se consideró lo siguiente:

- Gestión de documentos de inicio, proceso a través del cual se prepara la documentación de aprobación de tema y alcance. Esta fase comprende la documentación y reglamentación que solicita la Universidad Europea de Madrid, desde la coordinación del máster, a través de la directora del programa y el tutor asignado. Se inicio noviembre 2023 y finalizo febrero 2024.
- Gestión de Información: Esta fase se trata de la revisión bibliográfica, consulta de bases de datos, para esto se cuenta con las páginas de consulta libre, las bases de datos públicas de las páginas del gobierno de Argentina y otras instituciones y organizaciones de energía a nivel mundial. Inició en enero 2024 y finalizó con la aprobación final del tutor en junio 2024.
- Gestión de recursos- herramientas: Las Herramientas para el desarrollo del TFM, herramientas informáticas, programa de simulación estocástica, reuniones de tutoría. Esta fase Inició en febrero 2024 y finalizó abril 2024.
- Gestión de calidad: Se realizó a través de reuniones mensuales, y dependen de los entregables, se inició en enero 2024 y finalizó junio 2024.
- Gestión de solicitudes de cambio: Esta actividad se realizó a través de comunicaciones escritas vía mail, después de la revisión de los entregables. Inició en enero 2024 y finalizó junio 2024.
- Gestión de seguimiento y control: Esta actividad se realizó una vez al mes y estuvo asociada al avance y cumplimiento de las revisiones solicitadas por el tutor, en base a los entregables. Inició en enero 2024 y finalizó junio 2024
- Gestión de Comunicaciones: El plan de comunicaciones se estableció en dos veces al mes, una reunión de avance, una reunión de revisión y a

través del mail. Además, se gestiona en este apartado la documentación para cumplir con la defensa del TFM. Inició en enero 2024 y finalizó junio 2024.

Plan TFM		Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8
<b>Fase</b>	<b>Planificación</b>	Nov.23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24
Inicio	Gestión de aprobación de tema y alcance								
Inicio	Gestión de documentación								
Desarrollo	Gestión de herramientas								
Desarrollo	Gestión de revisión y avances								
Desarrollo	Gestión de solicitudes de cambio:								
Control	Gestión de seguimiento y control								
Comunicación	Gestión de comunicaciones								
Finalización	Entrega final de TFM - Defensa								

Rango de aplicación

Figura 1. Cronograma de tareas y plan de gestión. Elaboración Propia



Figura 2. Esquema de gestión de elaboración del TFM. Elaboración Propia

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

La transición en el sector energético hacia energías renovables sobre la actual dependencia de fuentes fósiles es un objetivo global. Para Argentina en particular, la energía eólica es una de las tecnologías renovables de mayor potencial de generación de energía eléctrica limpia a gran escala.

Para garantizar el acceso a energía eléctrica de forma asequible, segura, sostenible y moderna en el país, uno de los compromisos es aumentar considerablemente la generación de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

Las metas establecidas en la agenda 2030 de Argentina, comprenden reducir emisiones de gases efecto invernadero (GEI) entre 13% - 35%, (dato oficial del plan estratégico para el cumplimiento de la agenda 2019-2030).

El año base para la medición de los compromisos se toma el 2016, donde un 10,3% de la energía consumida en el país provenía de fuentes renovables, se consideran las hidroeléctricas, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (hasta 50 MW de potencia), biocombustibles sólidos y líquidos, biogás, energía eólica, solar, geotérmica, marina y de residuos.

Las metas para 2019- 2030, consideran incrementar respecto del año base, el porcentaje de energía renovable en el consumo total de energía al 10,9% y al 16,3% respectivamente, datos extraídos del informe oficial de País Argentina 2023 (Merkel, Brau, and Sotomayor 2023).

Al cierre del año 2021, existe un aumento en la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, producto de las distintas intervenciones llevadas a cabo, lo que ha permitido alcanzar la meta intermedia propuesta (2019), tal como se muestra en la Tabla 1, a continuación.

ODS INDICADOR	Línea Base		Años								Meta Intermedia		Meta
	Año	Valor	2010	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Año	Valor	2030
% ENERGÍA RENOVABLE DEL CONSUMO TOTAL	2016	10,25		10,25	11,34	11,68	11,59	10,82	13	13,9	2019	10,9	16,3

Tabla 1. Seguimiento metas ODS Argentina. (Fuente: Balance Energético Nacional (BEN) y escenarios energéticos 2030. Ex Ministerio de Energía y Minería). Elaboración Propia

El crecimiento en la participación de las energías renovables en los últimos 6 años es de 26%, pero se requiere para lograr la meta al 2030 incrementar cerca de 15% más, para alcanzar este objetivo es clave impulsar el desarrollo de las energías renovables en el país. Existe una política de Estado establecida, a través de los programas “Plan de desarrollo Energías Renovables de Argentina” conocido como RenovAr, y el “Mercado a Término de Energías Renovables” MATER. En el sector se han invertido 4600 MUSD millones de dólares en todo el territorio desde el 2016 al 2023, según datos de la Cámara Eólica Argentina (CEA; [La generación de energía eólica generará un ahorro en divisas por 1.838 millones de dólares en 2023 - CEA \(camaraeolicaargentina.com.ar\)](https://www.camaraeolicaargentina.com.ar/)).

La misma fuente indica que, la fuente de energía renovables con mayor potencial de crecimiento actualmente es la energía eólica, especialistas del sector indican que en Argentina existe un potencial eólico capaz de cubrir la demanda eléctrica del país, ya que en este país los recursos eólicos cuentan con las condiciones ideales debido a sus factores de capacidad, condiciones topográficas óptimas, grandes extensiones de terrenos no poblados, vientos continuos y fuertes. Sin embargo, el sector está poco desarrollado, principalmente por falta de infraestructura de transporte y distribución de la red eléctrica para conectar con los principales centros de consumo hacia el centro del país.

Las zonas geográficas de Argentina de mayor potencial eólico para generación eléctrica se encuentran hacia el sur del país, La Patagonia, mientras que las mayores demandas están concentradas hacia la zona central, principalmente las ciudades de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza. Es un hecho la contingencia por la extensión territorial de Argentina, donde los centros poblados y de mayor consumo eléctrico se encuentran alejados de los puntos donde se encuentra el recurso de generación eléctrica eólica, se suman los temas de disponibilidad de locaciones y la viabilidad o facilidades para acceder a estas.

Existen grandes extensiones territoriales al Sur de la Argentina, La Patagonia, con parques naturales, zonas protegidas por su valor patrimonial y riqueza natural. Pero también hay muchas zonas donde se desarrolla actividad

de exploración y explotación de hidrocarburos (por más de 100 años), en las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, estas áreas geográficas, denominadas áreas de concesiones, donde son negociados los permisos de explotación del subsuelo, a empresas estatales, nacionales privadas, o privada con y sin participación del Estado, por periodos entre 10-30 años.

En la cuenca del Golfo San Jorge en Argentina existen 155 áreas de concesión de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos que cubren un área de 40.530 km<sup>2</sup> Onshore y de 18.980 km<sup>2</sup> Offshore.

La propuesta de este trabajo se enfoca en una porción de la cuenca del Golfo San Jorge, esta cuenca se encuentra ubicada en la zona central de la Patagonia, se extiende en las provincias de Chubut y Santa Cruz, como se puede apreciar en el mapa de la Figura 3.

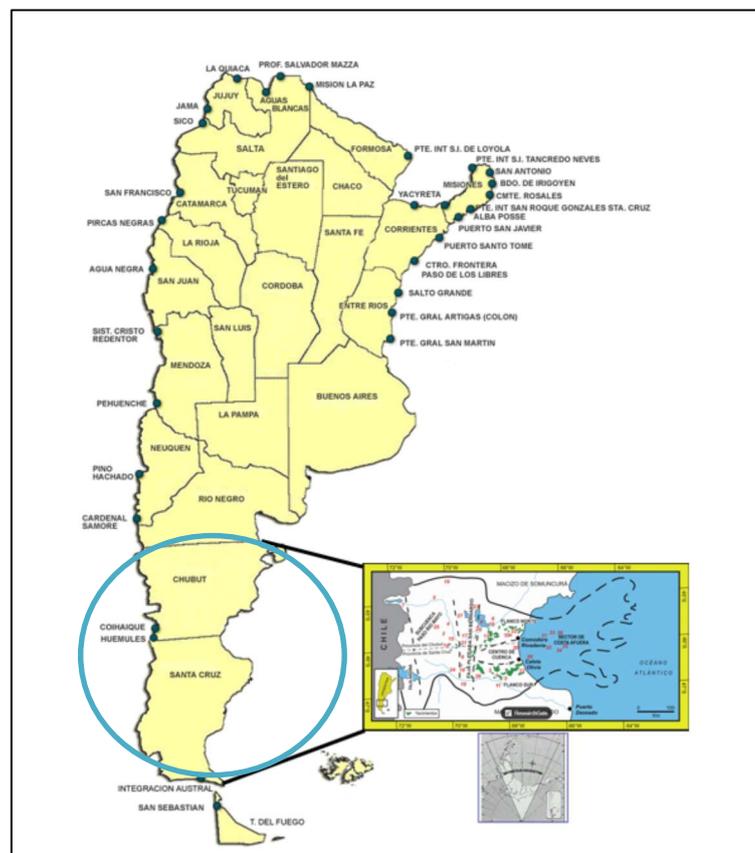


Figura 3. Mapa de división Provincial de Argentina. (Fuente: Vialidad Nacional Argentina).

Aprovechar los emplazamientos de yacimientos maduros de hidrocarburo de la provincia de Santa Cruz, sin reservas, representa una oportunidad de desarrollar la energía eólica en la zona.

La potencia instalada en parques eólicos en Santa Cruz representa un 7% del total de la potencia instalada en el país, mientras que la vecina provincia de Chubut tiene un 22% de la potencia instalada. Lo que muestra por analogía de características del viento, clima, topografía de la zona, el potencial del recurso eólico y la oportunidad que representaría explotar este tipo de tecnología en la provincia de Santa Cruz, donde hasta ahora solo se desarrolla la industria de hidrocarburos.

En cuanto al recurso eólico, el viento en la Patagonia y específicamente en Santa Cruz, circula desde la Cordillera de los Andes hacia el Océano Atlántico, y alcanza valores altos de velocidad con una media de 9,6 m/s y puede superar los 130 km/h (Datos del servicio meteorológico nacional de Argentina). Las características del viento lo clasifican como un viento seco, fuerte, frío y continuo.

Las condiciones extremas del clima de La Patagonia hacen que estas zonas del país sean las menos pobladas, sin embargo, esto es favorable para el desarrollo de otras actividades, como la minería, y la explotación de hidrocarburos convencionales, que han sido explotados por muchos años, por esta razón los reservorios se encuentran en etapa de desarrollo maduro, muchos de ellos cerca de su abandono.

Sobre el desarrollo de energía fósil, en la actualidad la Principal empresa petrolera (estatal) YPF, ha reversionado las concesiones de explotación de las áreas de reservas de Santa Cruz. Lo que abre una oportunidad a las tecnologías renovables de ganar un territorio que antes estaba ocupado por la industria de hidrocarburos.

La producción de hidrocarburos en su totalidad es dedicada para el consumo interno del país, principalmente para la generación de energía eléctrica y transporte. Estas fuentes de energía fósiles cuentan con programas de subvenciones, y precio de mercado fijo para el mercado interno, por lo que son la fuente de generación de electricidad más económica en la actualidad. El porcentaje de producción de petróleo y el gas que es destinada para generación de electricidad es del 61%, según el balance energético 2022 del Ministerio de Energía.

Sin embargo, las energías renovables se han ido abriendo paso, y han

lograron un crecimiento importante en los últimos años, principalmente en el sector tecnologías eólicas, durante el año 2023 iniciaron operación 3 nuevos parques, anunciado en la página oficial del Ministerio de Energía y diferentes medios de comunicación oficiales.

A diciembre 2023, Argentina cuenta con 64 parques eólicos, solo 5 están ubicados en la provincia de Santa Cruz, la potencia total instalada de energía eólica para el año 2023 superó los 3400 MW de potencia instalada de un total de 43.384 MW y 12900 GWh de producción al año, que representa un 10% de la matriz energética.

El precio promedio de la generación eólica es de US \$60 MWh, y el precio promedio de venta de electricidad del sistema es de USD75 dolares/MWh, según datos de la Cámara Eólica Argentina (CEA).

La Figura 4, muestra la distribución de la potencia eólica instala en MW por provincia.

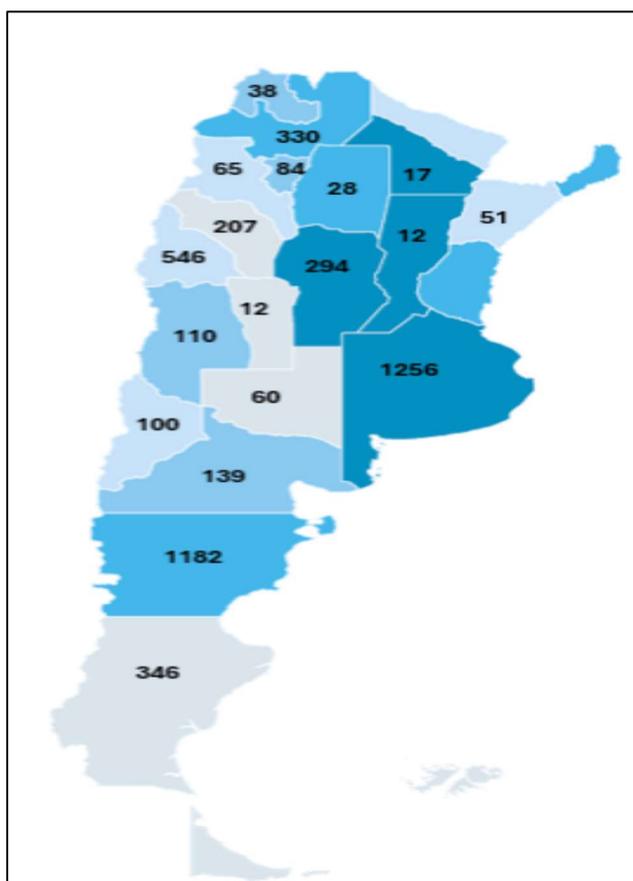


Figura 4. Mapa de Potencia Eólica Instalada (MW) en Argentina. (Fuente: Realización propia, datos Ministerio de Energía de Argentina).

Buscar oportunidades de desarrollar proyectos de tecnología eólica en el país aprovechando zonas con infraestructura existente pueden ser una vía de reducir las inversiones y hacer más atractivas desde un punto de vista de retorno de la inversión para las empresas privadas. Además, masificar este tipo de tecnología permitiría bajar el costo de la generación de energía eléctrica renovable a futuro.

### **1.1. ANTECEDENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA**

El desarrollo de energía eólica en Argentina inicio en 1980, con la construcción de una Turbina Eólica, con una capacidad nominal de 10 kW. El primer parque Eólico fue construido en la ciudad de Río Mayo (Provincia de Chubut), con una potencia de 120kW, este fue puesto en funcionamiento en 1990 (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021).

En 1996 se conformó la Asociación Argentina de Energía Eólica, creada por iniciativa de un grupo de investigadores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

Para el año 2002 el país ya contaba con 30 MW instalados, a través de cooperativas eléctricas. (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021). El impulso del sector se logró con el proceso de licitación de junio de 2010, a través del Programa de Generación Eléctrica de Energías Renovables (GENREN), favorecido por la ley de las energías renovables (Ley Nacional N° 26 190/2006; República Argentina, 2006), con el fin de alcanzar la meta del 8% de consumo eléctrico nacional en base a fuentes renovables al 2016, donde resultaron adjudicados 754 MW en proyectos para la generación eólica, de estos solo se ejecutaron cerca de 130 MW y en etapa de ejecución 100 MW, donde los promotores son cooperativas de inversión privada, y toda la generación fue conectada al sistema nacional de distribución. (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021).

Durante el año 2016, se realizó una segunda fase del programa GENREN (Ver la Tabla 2), con la particularidad que fue promovido para el sector de grandes usuarios, contratos entre privados o distribuidores para autogeneración, localizados en las proximidades de los puntos de consumo y conexión a redes

de media tensión. Esta tercera generación de aerogeneradores surgió ante la emergencia del sector eléctrico nacional (Decreto N° 134/2015; República Argentina, 2015).

	1° GENERACIÓN	2° GENERACIÓN	3° GENERACIÓN	NUEVA GENERACIÓN
<b>PERIODO</b>	1990	2010-	2018-	2020-
<b>POTENCIA</b>	100 KW - 2 MW	3 - 100 MW	< 50 MW	> 50MW
<b>LOCALIZACIÓN</b>	BUENOS AIRES CHUBUT	BUENOS AIRES CHUBUT SANTA CRUZ REGIÓN DE CUYO CENTRO DEL PAÍS	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES SAN LUIS
<b>EQUIPAMIENTO</b>	MICON AEROMAN AN BONUS	VESTAS ENERCON GOLDWIN	VESTAS GOLDWIN	VESTAS GOLDWIN
<b>COMPONENTES NACIONALES</b>		NRG PARATGONIA IMPISA INVAP	PREAR SICA GRI CALVIÑO TOWERS	PREAR SICA GRI CALVIÑO TOWERS
<b>RED DE CONEXIÓN</b>	REDES DE DISTRIBUCIÓN LOCALES	REDES DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN	REDES DE TRANSMISIÓN DE MEDIA TENSIÓN	REDES DE TRANSMISIÓN DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN
<b>PROMOTOR</b>	CORPORACIONES ELECTRICAS	EMPRESAS PRIVADAS NACIONALES Y EXTRANJERAS	ORGANISMOS MULTILATERALES, BANCOS DE DESARROLLO Y AGENCIAS DE CREDITO EUROPEAS Y NORTEAMERICANA	EMPRESAS PRIVADAS NACIONAL PCR
<b>FINANCIAMIENTO</b>	PLANE EL DORADO - ALEMANIA Y COOPERATIVAS NACIONALES (65-35%)	FODER/ ORGANISMOS MULTILATERALES/ GARANTIAS INTERNACIONALES	ORGANISMOS MULTILATERALES/ BANCOS DE DESARROLLO/ AGENCIAS DE CREDITO EUROPEAS Y NORTEAMERICANAS	ORGANISMOS MULTILATERALES/ BANCOS DE DESARROLLO/ AGENCIAS DE CREDITO EUROPEAS

Tabla 2. Características de las tres generaciones de aerogeneradores en Argentina. Elaboración propia.(Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021)

Y para el año 2018, para alcanzar la meta del plan 2025-2030, de generación eólica de 20% dentro de la matriz renovables y un 8% de la matriz eléctrica total, se sancionó la **Ley Nacional N° 27191** – Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía, destinada a la producción de Energía Eléctrica (bajo el decreto N° 531/2016; República Argentina, 2015b, 2016b), que modifica la **Ley Nacional N° 26190** (República Argentina, 2006). (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021).

El mismo año 2018, el Ministerio de Energía y Minería lanzó el Plan Nacional de Energías Renovables (Renovar), a través del cual se licitó potencia de fuentes renovables no convencionales mediante sucesivas rondas. Las rondas 1, 3, 5 y 2 lograron adjudicar 147 proyectos en 21 provincias, para incrementar la capacidad total en 4466MW (Ministerio de Energía y Minería, 2018), 34 de esos proyectos fueron eólicos, aportando 2466MW, equivalente a más de la mitad de la potencia adjudicada (CAMMESA, 2018).

Se encontraban en operación comercial 12 parques entre el año 2018 y

2019, para incrementar 730MW de potencia, mayoritariamente de la ronda 1 de Renovar. La mitad ubicada al Sur de la Provincia de Buenos Aires, el resto de los proyectos se localizaron en el Golfo de San Jorge o en el Norte de la Provincia de Chubut.

En una etapa posterior, se habilitó el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER; Resolución N° 281/2017; República Argentina, 2017) y la ronda 3 del Renovar denominada Mini-Renovar (Resolución N° 100/2018; República Argentina, 2018), lo que fomentó más proyectos, en diferentes etapas desde Visualización hasta ejecución (ver Tabla 3).

Los proyectos eólicos de esta ronda de licitación se diferenciaron por ser promovidos por grandes usuarios ( $\geq 300\text{kW}$ ) o agentes distribuidores, para cumplir las mismas con el objetivo del 8 % (Ley Nacional n° 27 191/15) de energías renovables; así como para la autogeneración o para negocios entre privados. Los proyectos debían estar conectados a redes de media tensión y con ubicación próximos a los sitios de consumo para reducir pérdidas en el transporte y descentralizar la generación. (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021).

Proyecto	Promotor	Potencia (MW)	Ubicación	Estado
Rawson III	Genneia S.A	24,0	Rawson, Chubut	Operando bajo MATER
Manantiales Behr	YPF Luz	100,0	Manantiales Behr, Chubut	Operando bajo MATER
De la Bahía	Parques eólicos fin del Mundo	28,0	Bahía Blanca, Bs. As.	Operando bajo MATER
La Castellana II	Central Puerto	15,0	Villarino, Bs. As.	Operando bajo MATER
Pampa Energía	Greenwind S.A.	50,0	Bahía Blanca, Bs. As.	Operando bajo MATER
Pomona II	Genneia S.A.	11,0	Pomona, Río Negro	Operando bajo MATER
La Genoveva II	C.P. Renovables S.A.	41,0	Bahía Blanca, Bs. As.	Operando bajo MATER
Energética II	Energética Argentina S.A	19,0	García del Río, Bs. As.	Operando bajo MATER
Del Bicentenario II	Parque eólico Del Bicentenario II S.A.	21,0	Puerto Deseado, Santa Cruz	Operando bajo MATER
Aluar I	Aluar Aluminio S.A.	50,0	Viedma, Chubut	Operando bajo MATER
La Ballanera	Elawan Energy Developments SL /EDEA	12,9	Miramar, Bs. As.	Adjudicado en Renovar 3
La Bravita	Elawan Energy Developments SL /EDEA	12,9	Mar del Plata, Bs. As.	Adjudicado en Renovar 3
La Maruca	Elawan Energy Developments SL /EDEA	12,9	Mar Chiquita, Bs. As.	Adjudicado en Renovar 3
El Carrizal	Elawan Energy Developments SL /EDEA	12,9	San Clemente, Bs. As.	Adjudicado en Renovar 3
Los Padres	Elawan Energy Developments SL /EDEA	12,9	Mar del Plata, Bs. As.	Adjudicado en Renovar 3
Gral. Lavalle	Elawan Energy Developments SL /EPEC	12,9	Gral. Lavalle, Córdoba	Adjudicado en Renovar 3
Aike	Elawan Energy Developments SL /SPSE	12,9	Güer Aike, Santa Cruz	Adjudicado en Renovar 3
Adelia María	Adelia María SA /EPEC	12,6	Adelia María, Córdoba	Adjudicado en Renovar 3
Guatrache	Elawan Energy Developments SL /APELP	12,9	Guatrache, La Pampa	Adjudicado en Renovar 3
Anguil	Elawan Energy Developments SL /APELP	12,9	Anguil, La Pampa	Adjudicado en Renovar 3
9 de Julio	Coop. Eléctrica y de Serv. Mariano Moreno	4,0	9 de Julio, Bs. As.	Bajo estudio PROINGED
Cerro de la Gloria	Coop. de Castelli Ltda.	1,5	Castelli, Bs. As.	Bajo estudio PROINGED
Olavarría	Coopeléctric	sin dato	Olavarría, Bs. As.	Bajo estudio PROINGED
Saladillo	Coop. Eléctrica de Saladillo	sin dato	Saladillo, Bs. As.	Bajo estudio PROINGED
Espartillar	Coop. Eléctrica y Obras Públicas	10,8	Saavedra, Bs. As.	Bajo estudio PROINGED

Tabla 3. Características de tercera generación de aerogeneradores en Argentina (Clementi, Carrizo, and Jacinto 2021)

A principios del año 2020, tres parques eólicos se pusieron en marcha con una capacidad total de 183 MW, según CMMESA, y a fines del año 2020, se incorporaron 14 parques de aerogeneradores para sumar 1376 MW. Estos proyectos incrementan la capacidad eólica en Argentina hasta 3 GW.

Para marzo de 2023, Argentina se posiciona como el cuarto país de Latinoamérica de mayor producción de energía solar y eólica, con una potencia de 5 GW, según el informe de la organización sin fines de lucro Global Energy Monitor.

Durante 2023 se pusieron en marcha 7 parques eólicos, la potencia total instalada en el país asciende hasta 3405 MW, esto permite abastecer a más de 2,8 millones de hogares y se estima que esta actividad reduce las emisiones GEI en 5,8 Mton e de CO<sub>2</sub> anualmente. En el gráfico 1, se puede apreciar la evolución de la potencia de energía eólica instala.

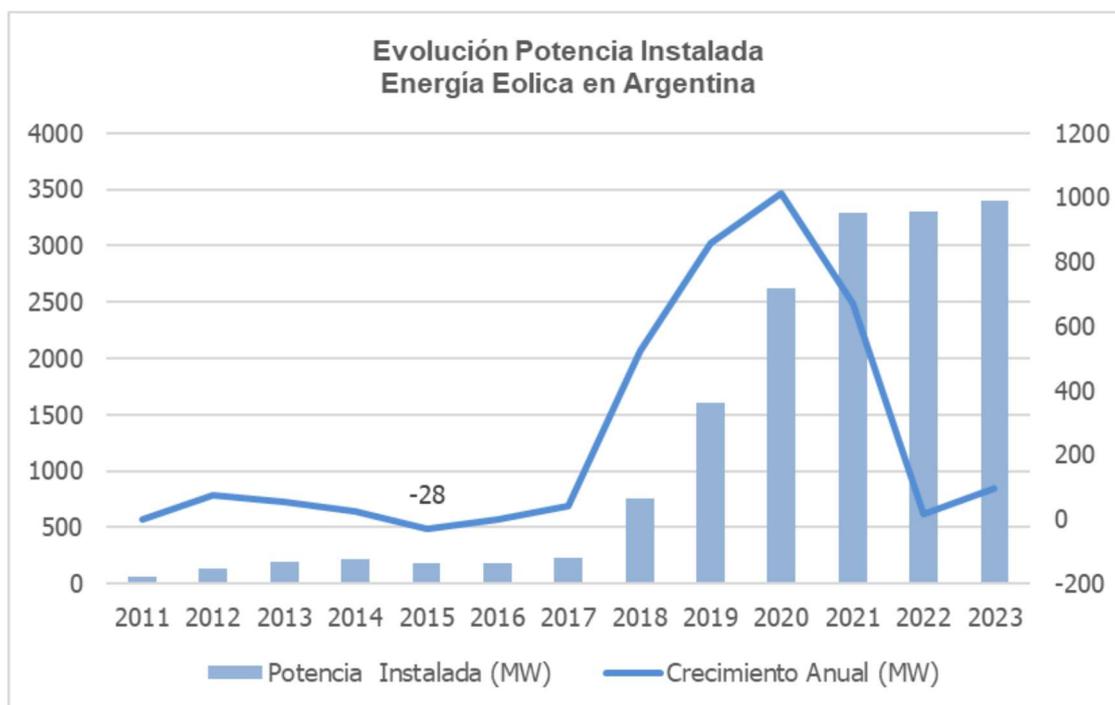


Gráfico 1. Evolución de Potencia instalada de energía eólica en Argentina. (Fuente: Reporte Ministerio de energía de Argentina: AR\_ Energía Renovables - Base de Datos 2023 -12). Elaboración propia.

## 1.2. CONTEXTO GENERAL

Las condiciones climáticas y ubicación geográfica privilegiada posicionan a la Argentina como uno de los países con mayores potenciales eólicos del mundo, debido a la riqueza de sus recursos de viento que registran características adecuadas en el 70% de su territorio, por sus factores de capacidad, condiciones topográficas óptimas y además por contar con personal técnico calificado, se cuenta con tecnología para el desarrollo del sector (Prioleta 2019). Si bien existen condiciones favorables, también existen contingencias para expandir la industria eólica, como son, la falta de financiamiento para los proyectos bajo condiciones económicas que generen indicadores superadores, y también se debe trabajar en actualizar el marco regulatorio.

En cuanto al panorama político no deja de ser un ámbito desfavorable, el país en los últimos años ha sufrido desaceleración del desarrollo industrial en general, las materias primas para el desarrollo del sector eólico son importadas, y tienen impuestos que afectan muchas veces la economía de este tipo de

proyectos, a esto le podemos sumar las iniciativas de leyes para gravar el uso del viento en la provincia de Chubut, esta propuesta de Ley del 2013 pretende establecer un canon sobre el uso del recurso viento.

En el ámbito ambiental, Argentina cuenta con un sistema de gestión de impactos en el medio ambiente y la fauna local, también ha desarrollado guías para la aplicación de estos sistemas de gestión, por ejemplo existe la “Guía de Buenas Prácticas para el Desarrollo Eólico en Argentina: Gestión de Impactos en Aves y Murciélagos” del año 2019, preparada para apoyar a la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, entidad que compone a la Secretaría de Gobierno de Energía en el marco del desarrollo de las energías renovables del Programa RenovAR,

En cuanto al aspecto social de la energía eólica en Argentina, la industria eólica ha generado empleos y ha contribuido a la economía del país, es una industria en crecimiento que ha atraído inversión en investigación de tecnologías asociadas y para desarrollo de proyectos. Otro aspecto importante es la mejora en la calidad de vida de las personas por la reducción de emisiones efecto invernadero (GEI). Según un estudio realizado por la Universidad Nacional de La Plata, los parques eólicos en Argentina evitan la emisión de 1,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Sobre el impacto económico del desarrollo de la energía eólica en Argentina, esta fuente de energía abastece más de 3 millones de hogares, y para el año 2022 se alcanzó un ahorro de 3.250 millones de dólares para el país, al no usar fuentes de energía fósiles para la generación de electricidad.

Por otro lado el desarrollo de energía primaria de fuentes fósiles, está optimizando sus recursos y modificando sus planes de inversión al desarrollo de los campos de recursos de hidrocarburos no convencionales, lo que ha generado que en los últimos meses se estén realizando acuerdos con los Estados provinciales y nacionales para hacer la reversión de los derechos de explotación de muchas áreas, que en el caso de la provincia de Santa Cruz y Chubut tenían extensiones de las concesiones hasta los años 2036 y 2043. Estas áreas de reservas ya están en etapas maduras de explotación, muchas de ellas han pasado por recuperación primaria, recuperación secundaria con inyección de

agua y en algunos casos se han implementado proyectos de recuperación terciaria para incrementar los factores de recobro, en su mayoría producen con cortes de agua por encima del 95%, lo que hace a estos activos antieconómicos y sin reservas, es decir no tienen valor de mercado.

Al cierre de reservas del año 2022 los informes de la Secretaría de energías de la Nación Argentina registran que existen 26 áreas de reservas productoras de petróleo y gas convencional en estas condiciones para la provincia de Santa Cruz, cuenca del Golfo San Jorge, representa el 45% de todas las concesiones de Santa Cruz (Fuente: Reporte de cierre de reservas del Ministerio de Energía, Secretaría de Energía Hidrocarburo).

La extensión territorial de estas áreas de reservas revertidas, son potencialmente interesantes para desarrollar parques eólicos, ya que las locaciones de pozos son áreas trabajadas, terrenos planos, con vialidad, los caminos de acceso ya estarían construidos, además esos terrenos ya tienen estudios de impacto ambiental por la actividad antes desempeñada.

También sería una oportunidad de recuperar otro tipo de instalaciones y reutilizarlas.

Sobre el sector eólico, según datos de la Cámara Eólica Argentina (CEA), construir un parque eólico actualmente en el país cuesta alrededor de US\$1,5 millones por Mega Watts (MW). Ha reducido considerablemente los costos, por el desarrollo y crecimiento del sector en los últimos años y por la industria nacional de componentes y partes, esto genera alto interés en inversores, empresas nacionales y extranjeras que buscan establecer sus propias fuentes de producción de energía eólica, con el objetivo de alcanzar sus metas de reducción de emisiones en los próximos años. La mayoría de las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburo están invirtiendo en las energías renovables y estableciendo acciones para la transición energética en el país.

Durante el año 2023, según datos de la CEA, la generación de energía eléctrica eólica ahorro en divisas por 1.838 millones de dólares (MUSD), menores costos fiscales en subsidios por 896 MUSD y una reducción del costo de generación de 6,1 dólares/MWh, en comparación con el precio actual de los combustibles fósiles y las necesidades de consumo del sistema.

### **1.3. ANÁLISIS DE PROBLEMÁTICA**

Para cumplir con los compromisos proyectados en el marco de la Convención de Cambio Climático, y los objetivos de desarrollo sostenibles, Argentina debe instalar 10 GW más de potencia en renovables para el año 2030.

Producir esa cantidad de energía proyectada requiere de inversiones en la red eléctrica nacional, es decir incrementar la capacidad de las redes de transporte. Según informe de la comisión directiva de CADER (asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas del sector de las energías renovables).

También se requiere trabajar en incentivos del gobierno Nacional, o revisión de los precios y tarifas de la energía eléctrica (precio regulado), los proyectos siguen teniendo alto riesgo de rentabilidad, ya que el precio de venta en el mercado mayorista y tarifas a consumidores finales son bajos.

Otro aspecto importante es la baja competitividad contra la rentabilidad de generar energía a través de los combustibles fósiles, la matriz energética es dependiente de este tipo de fuentes de energía. El sector de energía de hidrocarburo durante 2022 y 2023 batió récords de producción, siguen siendo una fuente de alta disponibilidad, segura y económica en comparación al resto de fuentes.

Es por todos estos factores, antes descritos, y alineados en la búsqueda de optimizar las inversiones y costos para desarrollar proyectos de nuevos parques eólicos, aprovechando locaciones existentes, reducir plazos en estudios de impacto ambiental, así como la oportunidad de ganar un territorio antes ocupado por energía fósil y de aprovechamiento de infraestructura existente, que en este trabajo fin de master, se propone estudiar la factibilidad de remplazar concesiones petroleras de campos maduros por concesiones para desarrollar parques eólicos en zonas con altos recursos eólicos en la provincia de Santa Cruz, Argentina.

### **1.4. OBJETIVOS**

El principal objetivo que plantea este Trabajo de Fin de Master (TFM), es el de estudiar la factibilidad de plantear la transición energética de las

concesiones de explotación de hidrocarburo de la cuenca San Jorge de la provincia de Santa Cruz en Argentina, hacia concesiones de explotación de recursos Renovables, específicamente explotar recursos eólicos, para impulsar el desarrollo de energía renovables en Argentina.

En primer lugar, se plantea en este TFM estudiar la factibilidad de transformar áreas maduras de explotación de hidrocarburos de la cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Santa Cruz- Argentina, en parques eólicos para generación de energía eléctrica.

Como objetivo secundario, se propone analizar desde el punto de vista de proyecto Brown field, aprovechar la infraestructura existente de los proyectos de explotación de hidrocarburos como caminos, vialidad, locaciones, estudio de impacto ambiental y cuantificar como impactaría la economía de los escenarios de planes de desarrollo de energía eólica de la propuesta de transición que se propone en este trabajo.

## CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Este estudio propone analizar la viabilidad de transformar campos maduros de explotación de hidrocarburos, para convertirlos en parques eólicos, y se presenta como trabajo final máster (TFM), para el programa del Master de Transición Energética Renovable de la Universidad Europea de Madrid, para el ciclo electivo 2023-2024.

La zona geográfica donde se realizará el estudio es la Patagonia Argentina, específicamente en la Provincia de Santa Cruz, y enfocado sobre los campos de explotación de Hidrocarburo de la cuenca del Golfo San Jorge en la provincia de Santa Cruz, que cuenta con 28 yacimientos convencionales maduros, en 10 concesiones de explotación.

La Provincia de Santa Cruz, geográficamente está ubicada al sur de la Patagonia, limita al norte con Chubut, al este con el océano Atlántico y al sur y oeste con las regiones de Magallanes y Aysén (República de Chile). Tiene una extensión territorial de 243.943 km<sup>2</sup> es la segunda provincia más extensa del país y la menos poblada con una densidad de 1,1 hab./km<sup>2</sup>. Río gallegos es su capital, y las principales ciudades son Caleta Olivia, por el desarrollo petrolero y mineras; y El Calafate, por el interés turístico que despierta el Glaciar Perito Moreno, ubicado en el parque nacional Los Glaciares.(Clementi 2017).

Al Oeste, se encuentra con la cordillera de los Andes, en esta zona la cordillera presenta una menor altura, con lagos y glaciares.

Al Centro y Este, predominan relieves de mesetas escalonadas que disminuyen en altura hacia el este, de gran altiplanicie central delimitada por el valle del río Deseado al norte y por el valle del Río Chico al Sur, esta meseta es predominantemente basáltica con volcanes y conos aislados (chihuidos), de poca accesibilidad y con clima altamente riguroso, además tiene valles fluviales y cañadones.(Secretaría de Provincias Subsecretaría de Políticas para el Desarrollo con Equidad Regional 2022)

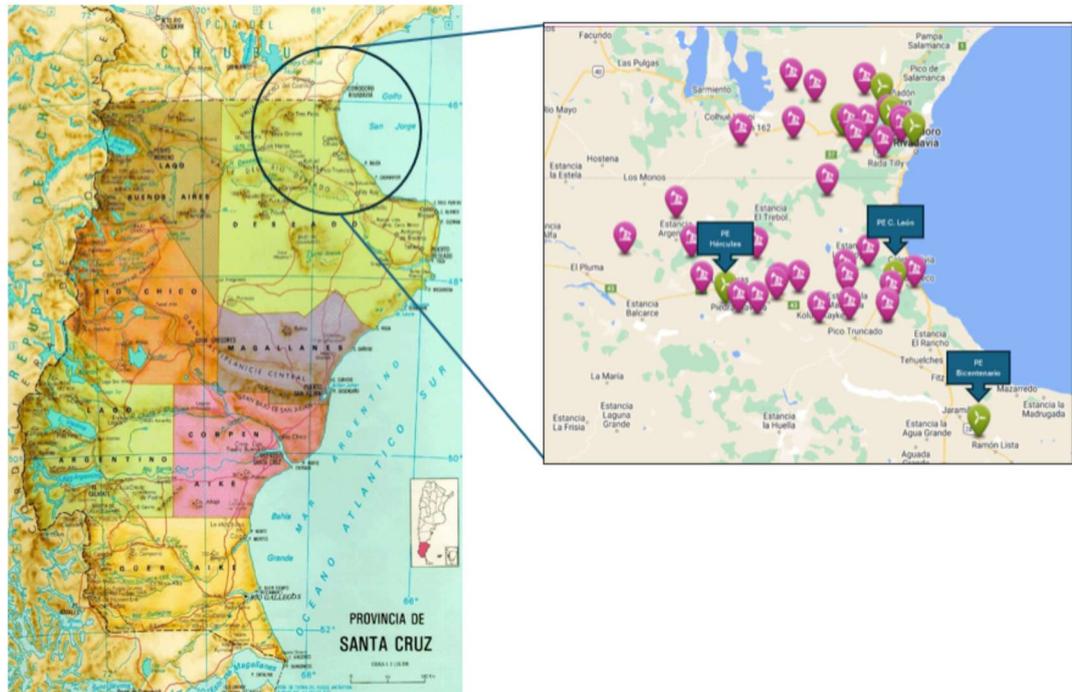


Figura 5. Mapa de la provincia de Santa Cruz, Argentina. (Fuentes: gifex.com./ [https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/.](https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/)) Elaboración Propia.

Al sur de la provincia, limita con la provincia de Tierra del Fuego la región es húmeda con pasturas y praderas que es el límite entre Argentina y Chile, llega al Estrecho de Magallanes. (Secretaría de Provincias Subsecretaría de Políticas para el Desarrollo con Equidad Regional 2022)

El litoral marítimo de las costas de Santa Cruz se caracteriza por poseer abruptos y elevados acantilados (hasta 300 msnm.), en su mayoría erosionados por las intensas mareas, y los accidentes más destacados son las desembocaduras de los ríos de Puerto Deseado y el gran golfo de San Jorge.

La fauna que predomina en esta zona son principalmente ñandús, codornices, zorro gris, gato montés, zorrinos y guanacos. La flora se destaca por pastos duros y secos de baja altura.

La Provincia de Santa Cruz cuenta con 45 áreas protegidas, que incluyen monumentos naturales, reservas provinciales, parques provinciales, parques interjurisdiccionales y áreas de uso científico. Pero ninguna de estas se encuentra cerca de las zonas de explotación de hidrocarburos.

El clima de la región es árido y frío y de temperaturas bajas la mayor parte

del año de grandes amplitudes térmicas, bajas lluvias, bioma semidesértico, la provincia de Santa Cruz se caracteriza por sus vientos casi constantes y de alta velocidad procedentes del océano Pacífico.

La economía de la provincia se basa principalmente en la industria de petróleo y gas, representa más del 50 % de la económica, en segundo lugar, la minería y después la pesca.

La provincia de Santa Cruz se considera pionera a nivel mundial en el uso de energías alternativas renovables, haciendo uso y aprovechando la gran amplitud de las mareas, aunque la energía renovable más desarrollada es la energía eólica por el movimiento de sus fuertes vientos que se desplazan de oeste a este por casi toda la provincia.

El potencial de la energía eólica en la provincia de Santa Cruz, debido a sus elevados recursos eólico en casi toda su extensión, se pronosticó en un estudio de la Subsecretaría de Políticas para el desarrollo con equidad Regional, en un escenario de instalar aerogeneradores en 5% de superficie de toda la Provincia, que resultaría en una capacidad instalada de 80 GW de potencia, esto representaba duplicar la potencia instalada en todo el país.

En la Provincia de Santa Cruz existen tres parques eólicos operativos, como se muestran en la figura 6, a continuación.

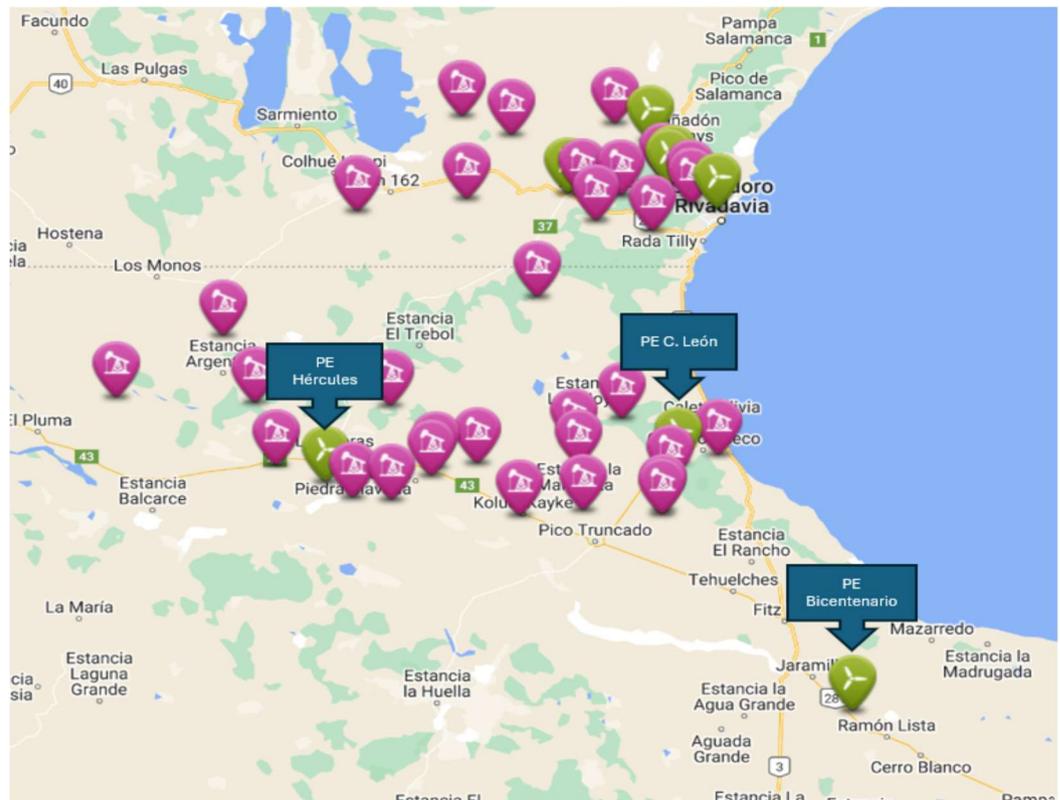


Figura 6. Mapa de parques Eólicos de la provincia de Santa Cruz, Argentina. (Fuentes: <https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/>.) Elaboración Propia.

- Parque del Bicentenario que cuenta con 28 aerogeneradores, capaces de producir 3,6 MWh cada uno, la potencia adjudicada (100,8 MW) a través del programa Nacional RenovAr y 7 aerogeneradores del programa nacional MATER de 3,6 MWh cada uno (21,6 MW). Potencia instalada de aproximadamente 120 MW conectados a la red. Equivale al consumo de 100 mil hogares del país.
- Parque eólico Viento Los Hércules (en Koluel Kaike), funcionando desde marzo del 2021, operado por la empresa de energía renovable Total Eren. Capacidad instalada de 97,2 MW. Equivale al consumo energético de 110 mil hogares y reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>e en 200 mil toneladas al año. La electricidad generada esta contratada a 20 años por CAMMESA, el administrador argentino del mercado eléctrico mayorista.
- Parque eólico de Cañadón León (Cañadón Seco), de la empresa YPF Luz, capacidad instalada de 99 MW de CAMMESA y 23 MW MATER; suman cerca de 120 MW, son 29 aerogeneradores que equivale al consumo de

130 mil hogares. Comenzó a operar en agosto del 2021.(Secretaría de Provincias Subsecretaría de Políticas para el Desarrollo con Equidad Regional 2022)

Sobre la industria de O&G en la provincia de Santa Cruz, La provincia produce principalmente petróleo y en menor grado gas natural, provenientes de dos cuencas, la de San Jorge al noreste.

En Cuanto a Recursos fósiles, en el territorio se localizan más del 20% de los recursos de petróleo y el 6% de la de gas. La extracción de petróleo y gas constituye la actividad económica más relevante de Santa Cruz. La exportación de petróleo crudo representó en 2022, un 7% de todas las ventas externas, totalizando USD 162 millones.

El número de asalariados registrados para la extracción de petróleo y gas alcanzó los 7.754 profesionales en el cuarto trimestre de 2022, lo que significó un 12% de todo el empleo registrado provincial.

Sobre la explotación de petróleo, la empresa estatal YPF concentra el 59% de la producción, le siguen la empresa Sinopec (24%) y PAE (10%). El 7% restante corresponde a operadores de menor importancia. En gas natural, la compañía general de combustibles es el principal operador, seguido de YPF por mayor relevancia y porcentaje de producción.

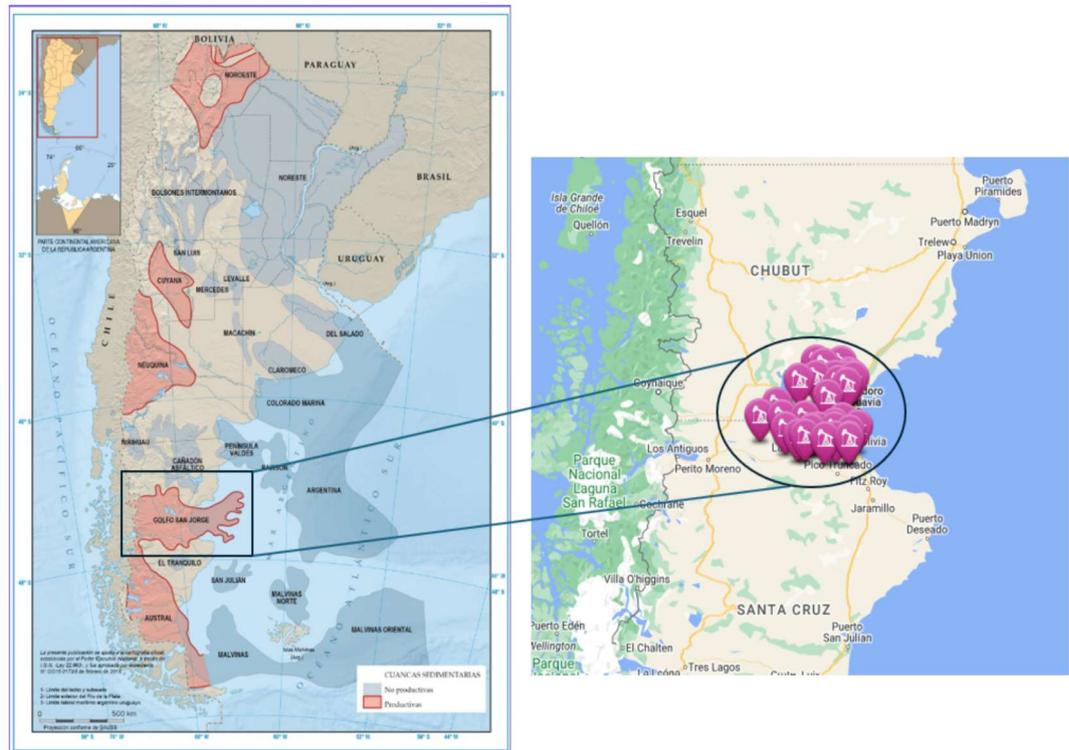


Figura 7. Mapa de Cuenca San Jorge y Actividad Petrolera de provincia de Santa Cruz. Argentina. (Fuentes: <https://energiasdemipais.educ.ar/sistema-energetico/>.) Elaboración Propia.

El gas que se produce en la provincia es transportado por un gasoducto troncal hacia los grandes centros de consumo de la región central del país. Existen también gasoductos de exportación. Uno de ellos se origina en la Planta de Tratamiento "El Cóndor" (propiedad de YPF), en la Provincia de Santa Cruz, con destino a Posesión (Chile); el segundo es el Gasoducto Methanex-Patagonia, también a Chile.

EL Gas Natural producido se transforma en mayor parte fuera de la provincia. Solo existen 3 plantas de separación de gases. Las plantas de transformación y tratamiento de gas por redes se destinan principalmente a otras provincias y para el consumo local.

El informe oficial de balance y estado de reservas del año 2022, publicado por la secretaria de energías de la Nación de Argentina, muestra que 26 áreas de Reservas presentan reservas cero KBOE (0), de 58 áreas de reservas de todas las concesiones destinadas para la actividad de explotación de hidrocarburos.

A diciembre 2023 y primer mes del año 2024, la empresa estatal YPF y principal productora del país inició un proceso de reversión de todos sus derechos y permisos de concesiones a las autoridades de la provincia. Las concesiones con yacimientos convencionales devueltos a la provincia de Santa Cruz son 9, (Barranca Yankowsky, Cañadón de la Escondida-Las Heras, Cañadón León-Meseta Espinosa, Cañadón Vasco, Cañadón Yatel, Cerro Piedra-Cerro Guadal Norte, El Guadal-Lomas del Cuy, Los Monos, Los Perales-Las Mesetas y Pico Truncado-El Cordon), que corresponden a más de 20 áreas de reservas, y que se devuelven a las autoridades de la provincia para que decidan qué hacer con estas. En la tabla 4 se presenta la situación de las reservas de las áreas que se están revirtiendo.

En estas condiciones, las concesiones son entregadas con las instalaciones de superficie, lo que puede representar un pasivo ambiental o una oportunidad para mantener operativas o reestructurar.

Esta situación, aunque negativa para la principal fuente económica de la provincia, puede ser una excelente oportunidad para el desarrollo de las energías renovables.

		CONVENCIONAL							
		RESERVAS						RECURSOS CONTINGENTES	
		COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET	GAS
CONCESIÓN O PERMISO	YACIMIENTO	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	(Mm3)	(MMm3)
BARRANCA YANKOWSKY	BARRANCA YANKOWSKY	0	0	0	0	0	0	0	967
CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	BARRANCA BAYA	2630	61	249	2	96	1	9970	465
CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA	0	0	0	0	0	0	0	0
CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	CERRO GRANDE	0	0	0	0	0	0	0	0
CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	LAS HERAS	0	0	0	0	0	0	1758	477
CAÑADÓN LEÓN - MESETA ESPINOSA	CAÑADÓN LEÓN	3942	576	3338	600	1645	251	6588	910
CAÑADÓN LEÓN - MESETA ESPINOSA	CAÑADÓN SECO	0	0	0	0	0	0	0	0
CAÑADÓN LEÓN - MESETA ESPINOSA	MESETA ESPINOSA	0	0	0	0	0	0	0	0
CAÑADÓN VASCO	CAÑADÓN VASCO	29	5	0	0	0	0	22	3
CAÑADÓN YATEL	CAÑADÓN YATEL	381	320	8	2	1	1	797	591
CAÑADÓN YATEL	ESTANCIA CHOLITA	0	0	0	0	0	0	0	0
CAÑADÓN YATEL	ESTANCIA CHOLITA NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO GUADAL	0	0	0	0	0	0	0	0
CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO GUADAL NORTE	0	0	0	0	0	0	1081	328
CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO PIEDRAS	0	0	0	0	0	0	0	0
CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	LOS SAUCES	0	0	0	0	0	0	0	0
EL GUADAL - LOMAS DEL CUY	EL GUADAL	0	0	0	0	0	0	0	0
EL GUADAL - LOMAS DEL CUY	LOMAS DEL CUY	1311	110	200	10	11	0	2607	320
LOS MONOS	AGUADA BANDERA	80	14	0	0	0	0	21	4
LOS MONOS	LOS MONOS	0	0	0	0	0	0	0	0
LOS PERALES - LAS MESETAS	CERRO BAYO	0	0	0	0	0	0	0	0
LOS PERALES - LAS MESETAS	LA CUEVA	0	0	0	0	0	0	0	0
LOS PERALES - LAS MESETAS	LAS MESETAS	0	0	0	0	0	0	0	0
LOS PERALES - LAS MESETAS	LOS PERALES	5007	1401	1335	173	1246	43	6470	2518
PICO TRUNCADO - EL CORDON	EL CORDON	61	16	0	0	0	0	711	212
PICO TRUNCADO - EL CORDON	EL DESTINO	0	0	0	0	0	0	413	101
PICO TRUNCADO - EL CORDON	KOLUEL KAIKE	0	0	0	0	0	0	0	0
PICO TRUNCADO - EL CORDON	PICO TRUNCADO	416	52	2	0	0	0	553	212

Tabla 4. Áreas de concesión revertidas a la provincia de Santa Cruz 2023 y estado de Reservas al 31-12-2022. Fuente de dato: Ministerios de energía. Elaboración propia

Con base al contexto de la provincia de Santa Cruz y los objetivos planteados en este TFM, entonces se establecerá una metodología de análisis, se realizarán cálculos y estimados, pronósticos de los recursos eólicos de la zona de interés, además de una evaluación de la economía de los planes de desarrollo eólicos planteados para las áreas seleccionadas, para finalmente obtener unos resultados que nos permitan concluir sobre la “Factibilidad de transformar los yacimientos convencionales maduros en parques eólicos”.

## **CAPÍTULO 3. MARCO TEORICO CONCEPTUAL**

### **3.1. CARACTERISTICAS DEL VIENTO DEL SUR DE ARGENTINA**

Los vientos son uno de los factores que determinan el clima de una zona o región, y particularmente en Argentina, encontramos cuatro vientos locales que modifican de alguna manera el clima durante el año. Estos son el viento zonda, la sudestada, el pampero y el viento norte.

El zonda, es un viento que puede alcanzar una velocidad de 60 km/h, con temperaturas de 40°C. Afecta a las provincias de Mendoza, Catamarca, San Juan, La Rioja y San Luis. Sopla entre los meses de mayo y octubre, es decir cuando en Argentina es invierno y otoño. Se origina en el anticiclón del Pacífico Sur, asciende por la ladera occidental de la Cordillera de los Andes, en zona de la región cuyo. Allí pierde temperatura, comienza a precipitar en forma de lluvias y nevadas, dónde se comienza a acumular nieve en las cimas de las montañas. Una vez que pasa la cordillera comienza a ganar velocidad. Cabe aclarar que la temperatura del aire se eleva un grado cada 100 metros y llega a temperaturas promedio de 30°C. Muchas veces, el aumento de la temperatura es tan brusco que afecta los cultivos de vid, muy importantes en la región de Cuyo. Pero, también al ser originalmente un viento frío y húmedo ocasiona nevadas en las cumbres. Provocando que, se llene de nieve en invierno y en verano cuando aumenta la temperatura, esa nieve se derrita. Causando que los ríos tengan mayor caudal. Esa agua es utilizada para el riego, el ganado o para el consumo.

La sudestada, es un viento frío y húmedo que provoca precipitaciones durante varios días. Ocurre entre abril y diciembre. Este viento afecta principalmente a la región del Río de la Plata, Buenos Aires, La Pampa, Santa Fe y Entre Ríos. La sudestada es un viento que sopla desde el Atlántico hacia el continente, y se produce cuando una masa de aire frío y seco se encuentra con una masa de aire caliente y húmedo. Esto provoca que se produzcan lluvias y tormentas eléctricas.

El pampero, es un viento frío y seco que sopla desde el sur hacia el norte. Afecta principalmente a la región pampeana, que incluye las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y La Pampa. El pampero es un viento que se produce cuando una masa de aire frío y seco se encuentra con una masa de aire

caliente y húmedo. Esto provoca que se produzcan lluvias y tormentas eléctricas.



Figura 8. Mapa de Argentina con tipos de vientos. (Fuentes: página web meteorologiadelsur.com)

El viento norte, es un viento cálido y húmedo que sopla desde el norte hacia el sur. Afecta principalmente a la región del norte de Argentina, que incluye las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero y Catamarca. El viento norte es un viento que se produce cuando una masa de aire caliente y húmedo se encuentra con una masa de aire frío y seco. Esto provoca que se produzcan lluvias y tormentas eléctricas.

El viento en la Patagonia y específicamente en Santa Cruz, se conoce como Kóshkil, se denomina así al viento de alta predominancia en la Patagonia Central, con características Efecto Foehn, que circula desde la Cordillera de los Andes hacía el Océano Atlántico y que alcanza valores altos de velocidad con una media de 9,6 m/s y puede superar los 130 km/h. El viento kóshkil es un

viento seco, fuerte, frío, persistente y muy impetuoso, típico de la Patagonia Argentina. Se origina en la vertiente sudoeste de lo Cordillera de los Andes y sopla hacia el Océano Atlántico cubriendo casi todo el territorio de la Patagonia Central, determinando que la región tenga un clima seco y temperaturas superiores a la media para esa latitud.

El viento foehn, es un tipo de viento seco que baja por la ladera que aparece en el lado de sotavento de una cordillera. Se produce en relieves montañosos cuando una masa de aire cálido y húmedo es forzada a ascender para salvar ese obstáculo.

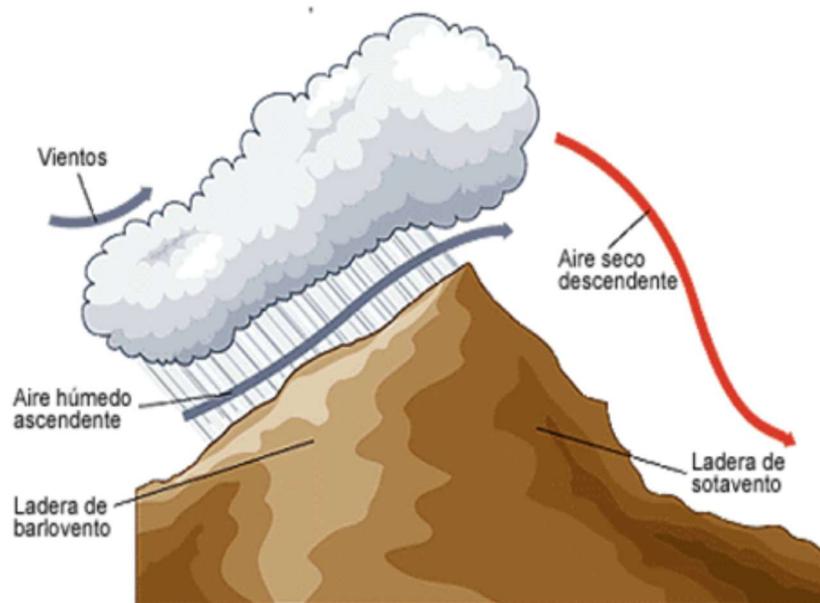


Figura 9. Esquema del efecto Foehn (Cantero 2022)

### 3.2. RECURSOS EÓLICOS

El recurso eólico de un emplazamiento depende principalmente de las condiciones climáticas, la topografía y la de la superficie, entre otros factores y variables (Emeis, 2013).

Existe varias metodologías de evaluación de recurso eólicos, que se basan en la distribución del clima, considerando variables como la velocidad y la dirección del viento.

Para emplazamientos de características complejas, en ubicaciones con fuertes gradientes de velocidad y zonas de elevada turbulencia, para mitigar incertidumbres en las estimaciones energéticas de los recursos eólicos, se suman otras variables para caracterizar.

Adicionalmente se debe considerar la escala a la que se visualiza o estiman más detalladamente los recursos, y puede ser regional, local, o puntual. En cada caso se pueden considerar otros factores que puedan influir en flujo del viento, como son: La rugosidad del terreno, los obstáculos y la orografía local, que pueden dar lugar a aceleraciones, cambio de dirección. Por ejemplo, la cordillera de los Andes entre Argentina y Chile, que influye sobre el recurso eólico.

La Cordillera de los Andes afecta el viento en la Patagonia argentina de la siguiente forma (fuente: [www.meteorologiaenred.com](http://www.meteorologiaenred.com)):

- **Vientos constantes:** En la Patagonia hay viento durante todo el año. Los períodos menos ventosos son aquellos entre octubre y primer tercio de noviembre y entre mediados de marzo y abril. La topografía montañosa de los Andes contribuye a la generación y canalización de estos vientos.

- **Efecto de sotavento:** Los Andes actúan como una barrera natural para los vientos que soplan desde el océano Pacífico hacia el este, hacia la Patagonia Argentina, los vientos descienden por la ladera oriental de los Andes, creando un fenómeno conocido como “efecto de sotavento”. Lo que está relacionado directamente con las condiciones secas y ventosas en la región.

- **Andes áridos:** La parte de los Andes que se extiende desde el desierto de Atacama en el norte de Chile hasta el sur de Argentina es conocida como los “Andes áridos”. Se caracteriza por vientos secos y constantes.

- **Variabilidad climática:** Variabilidad climática notable en un mismo día. Desde el altiplano hacia el sur, la cordillera tiene dirección general norte-sur, y aquí se encuentran las montañas más altas.

En resumen, los Andes influyen en los vientos en la zona de interés, así como en la precipitación y la topografía, creando un entorno único y particularmente desafiante para la región.

Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona a otra en Argentina, y sucede por la gran extensión territorial del país, donde Norte y Sur presentan gran diferencia de condiciones eólicas.

Los vientos constantes, regionales y locales se enmarcan en una de las tres escalas del movimiento atmosférico definidas por Orlansky (Orlanski, 1975):

- **Macroescala:** Fenómenos que ocurren con alcances de miles de kilómetros, por ejemplo, una borrasca o un anticiclón. Son los conocidos vientos zondas que descienden por la ladera oriental de los Andes.
- **Mesoescala:** Abarca fenómenos que van desde decenas hasta cientos de kilómetros, como por ejemplo tormentas, brisas marinas o vientos asociados a cordilleras o valles. Los vientos pamperos que soplan desde el oeste hacia el este en la región pampeana son un ejemplo de vientos de mesoescala en Argentina.
- **Microescala:** Se refiere al tamaño de la perturbación debida a colinas bosques o incluso la estela que generan los aerogeneradores. Están influenciados por características locales, los vientos locales que se forman alrededor de zonas pobladas, o zona de bosques.

Argentina experimenta vientos en diferentes escalas, desde los patrones globales hasta las condiciones locales, debido a la variabilidad climática y a la diversidad de su clima.

La Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del planeta. En la región patagónica los vientos soplan de manera intensa y frecuente, a una velocidad que supera el doble del mínimo necesario para generar electricidad.

Además de la Patagonia, la costa atlántica y las serranías de la provincia de Buenos Aires poseen vientos de gran intensidad, y la región andina, sobre todo la provincia de La Rioja, también se destaca como una zona con gran potencial.

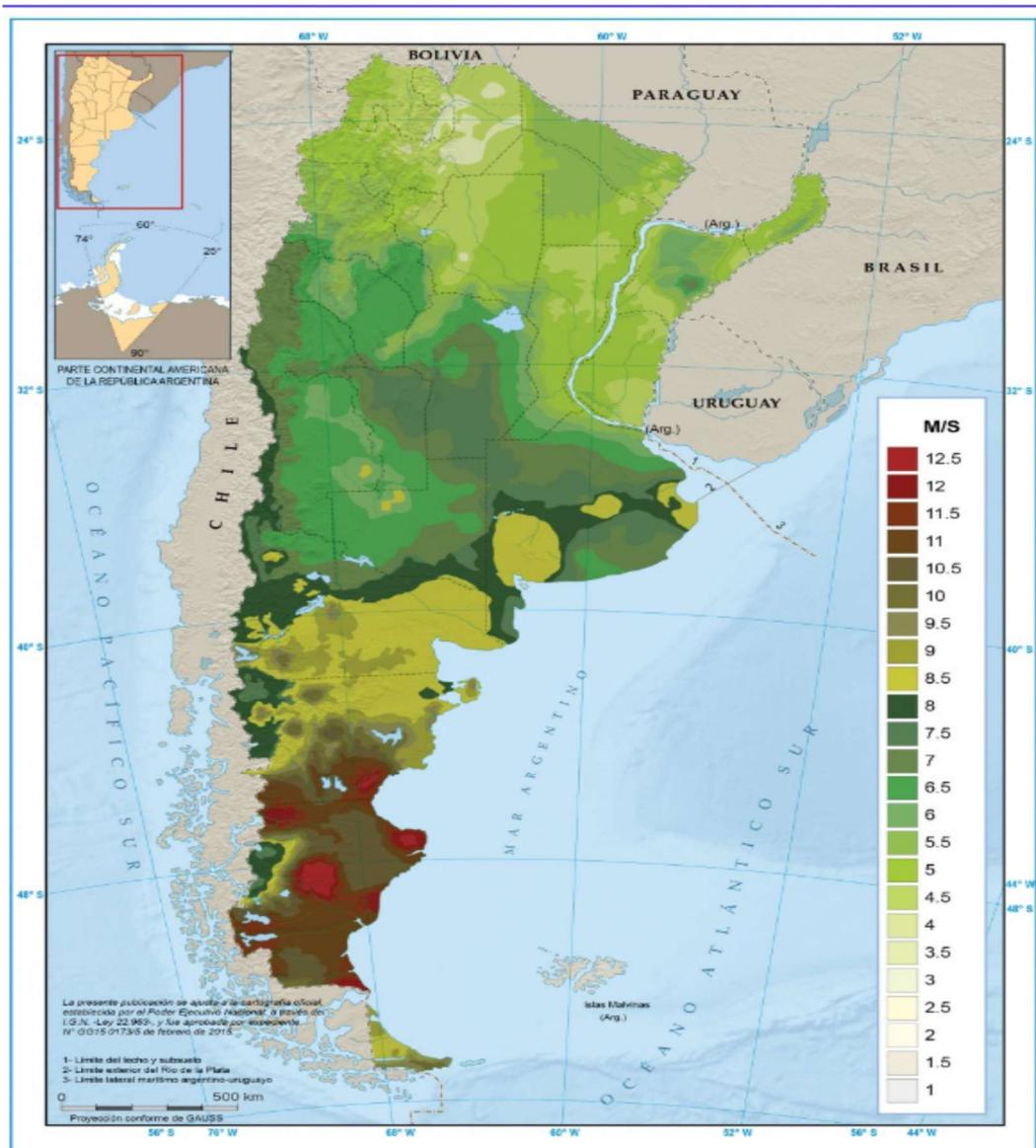


Figura 10. Mapa de Recurso Eólico de Argentina. Fuente: ([https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_recurso/mapa-de-vientos/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-vientos/))

En la figura 10, se puede apreciar que los valores de la velocidad del viento en la zona de interés para el estudio oscilan entre 10,5 hasta 12,5 m/s.

### 3.3. CARACTERÍSTICAS DEL VIENTO

#### 3.3.1. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

Es el promedio de los valores de velocidad válidos, en el período de análisis. La velocidad de viento media debe corresponder a periodos de años completos para representar un ciclo estacional completo de variaciones del

viento. En el Gráfico 2, a continuación, se presenta los datos de velocidad media entre los años 2011-2020, de 8 estaciones meteorológicas de La Patagonia para periodos anuales de medición enero – diciembre. El gráfico muestra un comportamiento que indica que los meses de valores más altos de vientos se producen entre octubre -noviembre, estación de primavera y luego entre diciembre- enero - febrero, que coinciden con el verano, los valores más bajos se dan entre las estaciones de otoño e invierno, entre abril y septiembre.

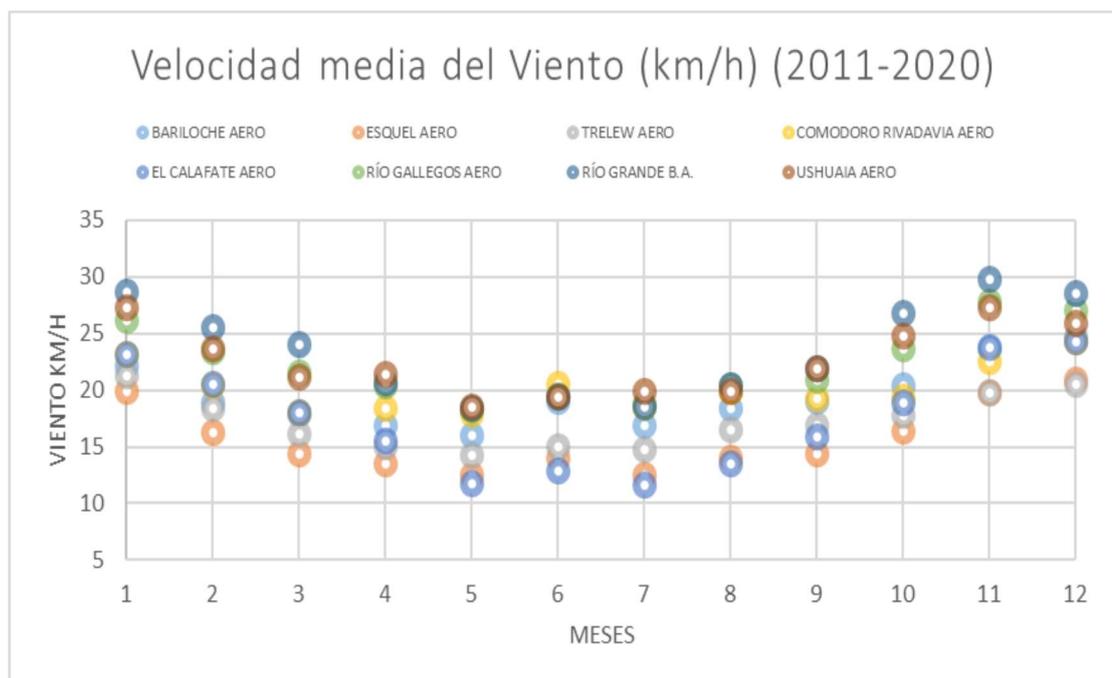


Gráfico 2. Velocidad del viento media Km/h en La Patagonia (Fuente de datos: Reporte Estadísticas Climatológicas Normales - período 1991-2020, Servicio Meteorológico Nacional. Elaboración propia)

### 3.3.2. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA

Otro aspecto de gran relevancia para la estimación de los recursos eólicos es la distribución de frecuencias de velocidades de viento, representa el número de veces en el período de registro que la velocidad medida cae dentro de un rango definido, se debe abarcar el valor mínimo y máximo registrado en el emplazamiento. Se representa en un gráfico de barras o histograma, que no discrimina por dirección de viento, que se e representa con la distribución de

Weibull.

Esta función de distribución de Weibull, corresponde a una función continua. Para el análisis estadístico del viento con la finalidad de evaluar los recursos o potencial de la energía eólica, comúnmente se trabaja con funciones de densidad de probabilidad continuas, ya que representa y ajusta a los datos experimentales y medidos.

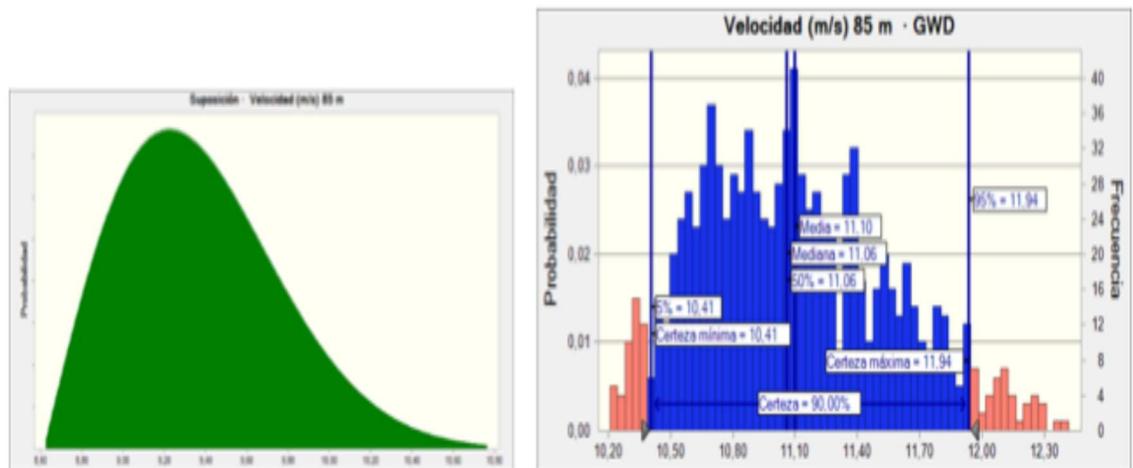


Figura 11. Distribución de velocidad de viento m/s. Fuente: Datos de Global Wind Data para una altura de buje de 85m. Elaboración Propia con herramienta Crystal Ball -ORACLE

En la figura 11, se puede apreciar los valores de velocidad media, mediana, moda, resultado de 1000 iteraciones de una simulación estocásticas con los valores de velocidad de un periodo de un año, haciendo uso de la distribución de Weibull.

Los valores de viento para los datos de la provincia de santa Cruz a la altura de 85 metros oscilan para un nivel de certeza del 90%, entre 10,41 – 11,94 m/s y el valor de la mediana es de 11,06 m/s.

### 3.3.3. DIRECCIÓN DEL VIENTO

Sobre la dirección del viento y la ocurrencia o frecuencia del viento a ciertos rangos de velocidad, es necesario analizar la Rosa de viento:

Es un gráfico polar que muestra el porcentaje de tiempo que sopla el viento en ciertos rangos de velocidad sobre una dirección, al dividir cada

segmento del gráfico en diferentes bandas se puede apreciar la dirección predominante del viento en el caso de la provincia de Santa Cruz es predominante Oeste. (ver Figura 12).



Figura 12. Rosa de viento Provincia de Santa Cruz (Fuente: globalwindatlas.info)

### 3.3.4. VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO

Otra variable de alta importancia es la variación vertical de la velocidad de viento con la altura. El comportamiento del viento en la vertical, indica que la velocidad de viento cerca de la superficie terrestre es más baja y aumenta con la altura, hasta cierto nivel el incremento se reduce. A este ritmo de variación se le denomina cizalladura o cortadura del viento.

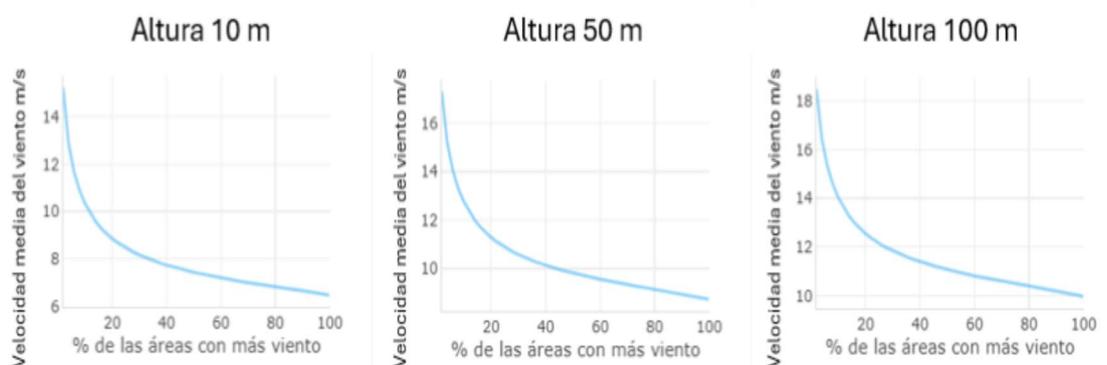


Figura 13. Variación vertical del viento medio de la Provincia de Santa Cruz. (Fuente: globalwindatlas.info)

Para el caso de la zona de interés, se puede apreciar de los datos de GWA, que entre 50 y 100 m de altura la diferencia de la velocidad más altas

es solo de 2m/s (14-16 m/s), el 20% de las áreas tienen vientos superiores a 12m/s para alturas entre 50-10 m.

### **3.3.5. INTENSIDAD DE LA TURBULENCIA**

Sobre la intensidad de turbulencia, que es la variación en tiempo y espacio de la velocidad del viento, que se genera principalmente por dos causas cuando en microambientes, y estas son la fricción del flujo de aire con la superficie del suelo, por la rugosidad y los elementos topográficos en ella, y la otra causa es por los efectos térmicos, que generan movimientos verticalmente del aire por las variaciones de temperatura y la densidad.

Este efecto se presenta cuando una masa de aire fluye sobre una cadena montañosa y es forzada hacia regiones más frías donde ya no está en equilibrio térmico con su entorno, como es el caso de La Patagonia por el paso de aire por la cordillera de los Andes. (Organización Meteorológica Mundial, 1984).

Esta variable es de importancia para determinar la resistencia de las estructuras en las zonas expuestas a este fenómeno, puede determinar la viabilidad de proyectos.

Para el caso de estudió, la provincia de Santa Cruz Argentina la referencia a usar es para tipos de terrenos con hiervas – hielo, los valores más bajos de rugosidad  $0,1277\mu\text{m}$  (Zilitinkevich y 67 N. E. Tonti y M. I. Gassmann otros, 2008), estimado para dos ajustes logarítmicos a los datos, uno en el rango de inestabilidad donde dominan los procesos térmicos.

### **3.3.6. DENSIDAD MEDIA DE POTENCIA**

En cuanto a densidad de potencia, que es el flujo de energía cinética del viento por unidad de área de sección transversal, y que Integrado a la velocidad del viento del emplazamiento, más la densidad del aire, indican el potencial de producción de energía eólica de un emplazamiento. Para la provincia de Santa Cruz, considerando solo el 10% de las áreas con más viento este c para el viento

medido a 100 metros de altura.



Figura 14. Densidad media de la Provincia de Santa Cruz (Fuente: globalwindatlas.info)

Un valor medio de 3518 W/m<sup>2</sup> en términos de potencia de viento se refiere a la cantidad de energía que el viento en esta zona de Argentina ejerce sobre una superficie específica. Existen varios aspectos y variables a considerar como son:

Presión dinámica del viento, que es la fuerza que el viento ejerce perpendicularmente a la superficie expuesta, así como, el coeficiente de exposición, que varía con la altura y depende del grado de aspereza del entorno, también el coeficiente eólico o de presión, este último depende de la forma y orientación de la superficie respecto al viento. Entonces, un valor medio de 3500 W/m<sup>2</sup> indica la cantidad de energía que el viento transfiere a una superficie por unidad de área.

### 3.4. VALORIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Para la estimación de los recursos eólicos, es necesario considerar las siguientes variables y el tipo de método para la estimación.

#### 3.4.1. Método estático:

- Velocidad horizontal del viento, principal variable para caracterizar el recurso eólico en un emplazamiento.
- Frecuencia y Dirección del viento, indicador de la distribución espacial del

recurso eólico en el área de un proyecto y para optimizar la disposición de las turbinas eólicas.

- Curva de Potencia del equipo aerogenerador.

#### 3.4.2. Método probabilístico Monte Carlo:

- Uso de variables velocidad del viento, frecuencia de viento, y potencia
- Aplicación de distribuciones estocásticas de probabilidad, herramienta de simulación Crystal Ball.

En La Patagonia, los recursos eólicos presentan características diferenciadoras, la dirección del viento provienen desde el Oeste desde los 40° de latitud hacia el sur, sumado a regularidad y constancia de los vientos, por otro lado, la velocidad del viento que supera los 9 m/s en promedio, y alcanza los 14 m/s, dispone de los recursos tecnológicos necesarios para la fabricación de equipos y la instalación de parques eólicos. ([https://epra.gov.ar/web/energia-eolica-situacion-global-y-como-la-argentina-avanza-para-posicionarse/.](https://epra.gov.ar/web/energia-eolica-situacion-global-y-como-la-argentina-avanza-para-posicionarse/))

Para este TFM, se han descargado los datos de IRENA y GWA, se le realizó un procesamiento de datos y validación de estos a través de análisis estadístico (máximos, mínimos y desviaciones estándar), de todas las variables registradas. Siguiendo un proceso según se describe en la Figura 15.



Figura 15. Esquema de Proceso para estimación de recursos eólicos

Sobre las variables, y control de calidad de estas, así como la frecuencia de medición, a continuación, en el capítulo 5 se profundiza, debido a la relevancia que tienen sobre la estimación de los recursos.

### 3.4.3. Modelo de simulación de flujo de viento

Los modelos de simulación de flujo de viento se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Modelos globales, conocidos como modelos de circulación general, que trabajan sobre grillas de dominios espaciales que cubren el planeta y resuelven fenómenos meteorológicos y se desarrollan en periodos diarios, estacionales y climáticos. Se utilizan para el pronóstico del tiempo a medio plazo, para comprender el clima y para proyectar el cambio climático.
- Modelos de Mesoescala, cuya resolución espacial y sección de trabajo abarca entre los 30 y 1 km y resuelven fenómenos que se producen en horas. Su uso es para predicción meteorológica de corto alcance (horas) y en el sector eólico se utilizan para la generación de mapas de viento y series meteorológicas virtuales (Dörenkämper et al., 2020; Hahmann et al., 2020).
- Modelos de microescala, son modelos de alta resolución espacial y temporal, tienen diversas aplicaciones, más aplicado para diseño conceptual de parques eólicos.

Para el desarrollo de este trabajo de fin de máster, la caracterización del recurso eólico se usarán datos locales, extraídos del centro de meteorología nacional de Argentina, así como de diferentes bases de datos internacionales como IRENA y WINDATLAS.

La estimación se realiza a una escala local y a través de cálculo estático y simulación estocástica de probabilidades.

El resultado de esta estimación debe ser tomado como una visualización a efectos de poder determinar la factibilidad de desarrollar energía eólica en emplazamientos de concesiones donde se desarrolla actividad de explotación de hidrocarburos, específicamente en áreas de reservas de yacimientos convencionales de la provincia de Santa Cruz.

### 3.5. EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS: Clase, Categoría y Sostenibilidad

La evaluación de los recursos eólicos se aplicará definiciones y lineamientos establecidos en el framework de evaluación de recursos de proyectos de energía de las Naciones Unidas, publicado en el informe, United Nations Framework Classification for Resources (2019).

Las clasificaciones de la UNFC (2019) se realizan utilizando categorías y subcategorías (E, F y G). El eje Y representa aspectos ambientales, sociales y económicos, de la Figura 16, la categoría del recurso está representada en el Eje X (Incertidumbres técnicas), y en el eje Z se representa el grado de confianza.

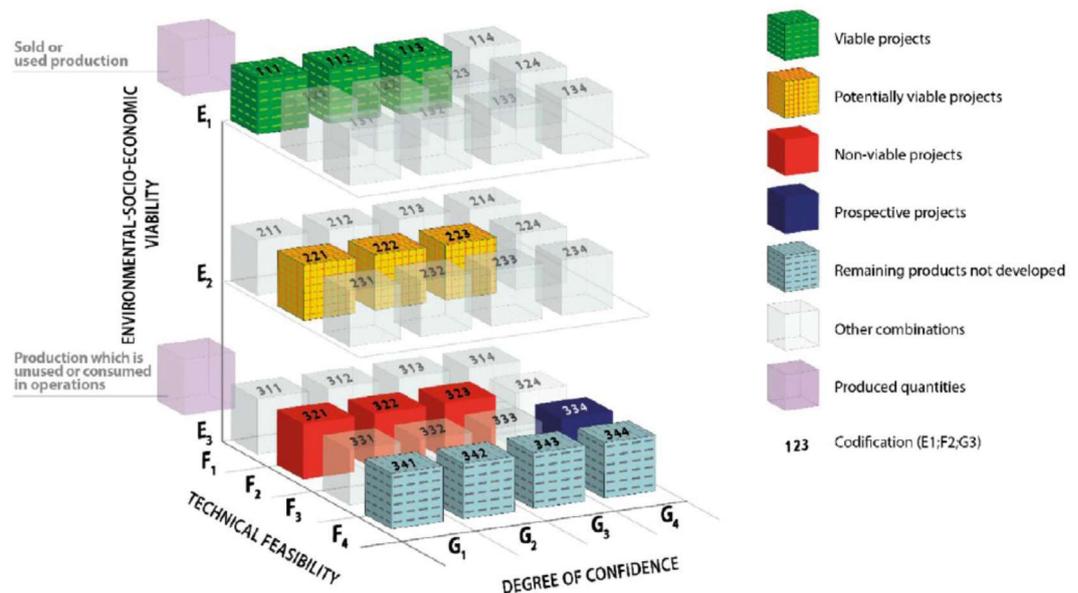


Figura 16. Representación gráfica del Marco de UNFC para evaluación de recursos y análisis de factibilidad (United Nations. Economic Commission for Europe 2019)

La representación gráfica de la Figura 16, llevada a marco de trabajo y proceso, quedaría como se ve en la Figura 17, presentada a continuación.

El sistema está basado en recursos que se pueden desarrollar a través de un proyecto, donde se clasifican sobre la base de tres criterios fundamentales de viabilidad ambiental-socioeconómica (E), viabilidad técnica (F) y grado de confianza en la estimación (G). Las combinaciones de la clase y subclase con la categoría 1, 2, 3 (Figura 16), genera la E1, E2, E3 la clase y su nivel de

certidumbre para los tres criterios establecidos.

En el sentido vertical, que se representa la categoría de los recursos, se lee en sentido inferior a superior, lado izquierdo, como: Recurso Potencial, Recursos conocidos, y Producido, respectivamente representan de mayor a menor nivel de riesgo.

UNFC Classes Defined by Categories and Sub-categories						
Total Products	Produced	Sold or used production				
		Production which is unused or consumed in operations				
	Class	Sub-class	Categories			
			E	F	G	
Known Sources	Viable Projects	On Production	1	1.1	1, 2, 3	
		Approved for Development	1	1.2	1, 2, 3	
		Justified for Development	1	1.3	1, 2, 3	
	Potentially Viable Projects	Development Pending	2 <sup>b</sup>	2.1	1, 2, 3	
		Development On Hold	2	2.2	1, 2, 3	
	Non-Viable Projects	Development Unclassified	3.2	2.2	1, 2, 3	
		Development Not Viable	3.3	2.3	1, 2, 3	
	Remaining products not developed from identified projects		3.3	4	1, 2, 3	
	Potential Sources	Prospective Projects	[No sub-classes defined]	3.2	3	4
		Remaining products not developed from prospective projects		3.3	4	4

Figura 17. Marco de UNFC para evaluación de recursos y análisis de factibilidad (United Nations. Economic Commission for Europe 2019)

En el sentido Horizontal, a la derecha del recuadro, se representa la categoría de los recursos, y depende de las incertidumbres técnicas, de las estimaciones, modelos y validación de datos. (E, F, G) y grado de certidumbre (1,2,3), donde 1 corresponde a comprobado o percentil P10, 2 a un nivel de certidumbre probable que corresponde con un percentil P50 y 3 a un nivel de certidumbre posible, percentil P90.

### **3.6. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO EN LA ZONA DE INTERÉS PARA EL DESARROLLO EÓLICO.**

Para la selección de las zonas optimas se debe tener en cuenta:

- Identificar zonas con alta velocidad de vientos, puntos potenciales para explotar recurso eólico.
- Análisis de viabilidad para desarrollo de los recursos eólicos de los emplazamientos.
- Análisis de escalas Desarrollo de proyectos de hidrocarburos contra desarrollo de un parque eólico.

Después de este primer filtro, o fase de análisis, los emplazamientos además deben cumplir con ciertos criterios mínimos, como son:

- Determinar el potencial de recursos eólicos. La información sobre el recurso eólico resulta crucial en la etapa inicial del proceso de selección. Aunque por sí sola no es suficiente para determinar la factibilidad del proyecto, puede indicar el rango de rendimiento que se puede esperar de los proyectos eólicos que podrían construirse en la región y señalar posibles emplazamientos. Es fundamental considerarla junto con otros factores para tomar decisiones informadas. Superficie suficiente; los emplazamientos más interesantes serán aquellos en los que sea posible instalar el mayor número posible de aerogeneradores.

- Facilidades de conexión a la red eléctrica: debe existir una expectativa razonable de poder conectarse a la red de transmisión eléctrica nacional, o estar en una ubicación donde se puedan realizar ampliaciones de esta red. Terreno donde se pueda implementar construcción, permisos medioambientales, estudios tectónicos para el uso del suelo, regulaciones, legislación y normas, requisitos provinciales, estatales y nacionales.

- Optimizar desarrollo de los emplazamientos para posicionar futuros proyectos, fundamentado en las variables antes señaladas, y otras. Es extensa la lista de contingencias a revisar, como, por ejemplo, Recursos, facilidades de superficie para construir el parque, facilidades para el

transporte y distribución de la energía generada, el mercado o demanda para la producción generada, todos los permisos que correspondan, y la economía o rentabilidad mínima que permita desarrollar este tipo de proyectos.

Para el caso de estudio específico propuesto en este TFM, muchas de estas contingencias ya fueron exploradas, estudiadas y superadas, para el caso de la actividad previa desarrollada, para cada uno de los proyectos dentro de las áreas de concesiones de exploración y explotación de hidrocarburos.

Esto hace que el análisis preliminar se facilite y nos permita hacer asociaciones y comparaciones por analogía y experiencia, a pesar de desarrollar diferentes tipos de recursos.

La siguiente Figura 18, muestra el mapa de la intensidad del viento y la ubicación de proyectos eólicos de Argentina, fuente Secretaría de Energía del Ministerio de economía de Argentina.

La figura muestra con diferentes niveles de colores como se distribuye la intensidad de los vientos, siendo los colores azules más claros y violetas los de mayor rango.

La zona violeta del mapa corresponde a La Patagonia, provincias de Chubut, Santa Cruz y tierra del fuego.

La zona de interés para este estudio está ubicada en la parte resaltada. Donde la intensidad del viento se encuentra en un rango superior a 8 m/s.

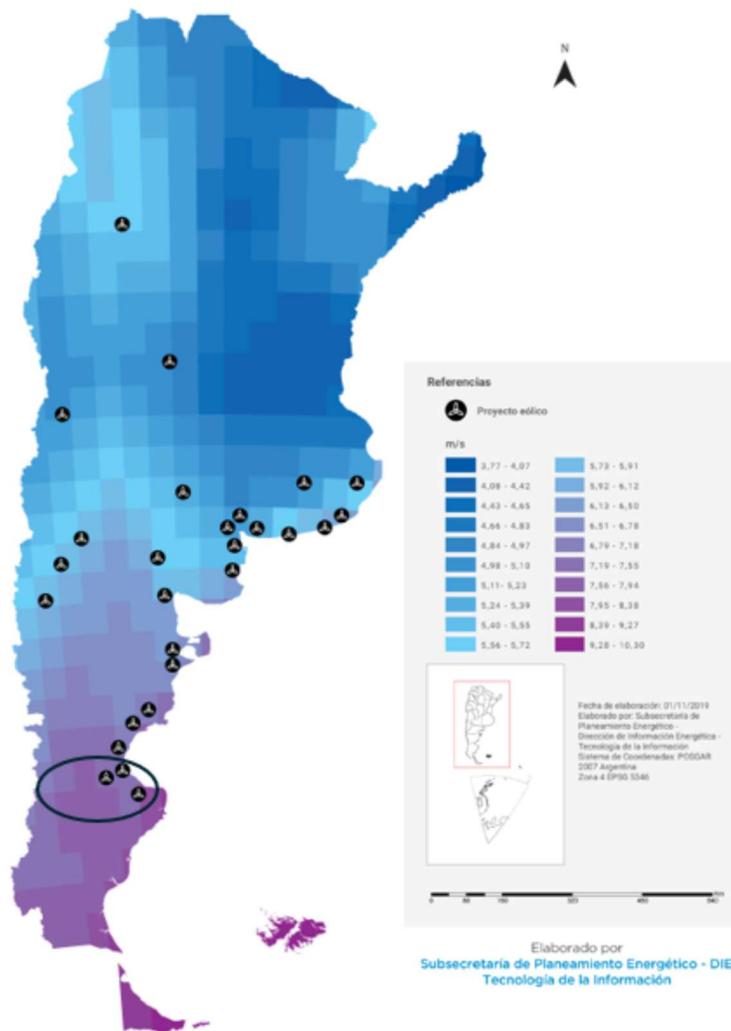


Figura 18. Mapa intensidad de vientos de Argentina (secretaría de Energía, Ministerio de economía de Argentina, elaborado en 2019)

Existen 3 parques eólicos en la zona y el resto del área se desarrolla actividad de desarrollo de hidrocarburos. Otro indicativo de potencial para el desarrollo de este tipo de actividad.

La Figura 19, muestra los emplazamientos propuestos a estudiar en este trabajo, donde se superpone las áreas de concesión de permisos de explotación de hidrocarburos, yacimientos de crudo convencionales.

El mapa muestra superpuesta la capa que representa como se extiende la cuenca del Golfo San Jorge en el continente y hacia el océano, al mismo tiempo sobre esta se muestran los rectángulos que representan la ubicación geográfica

de los permisos de concesiones de explotación de hidrocarburo, también están señalados los proyectos eólicos actuales.

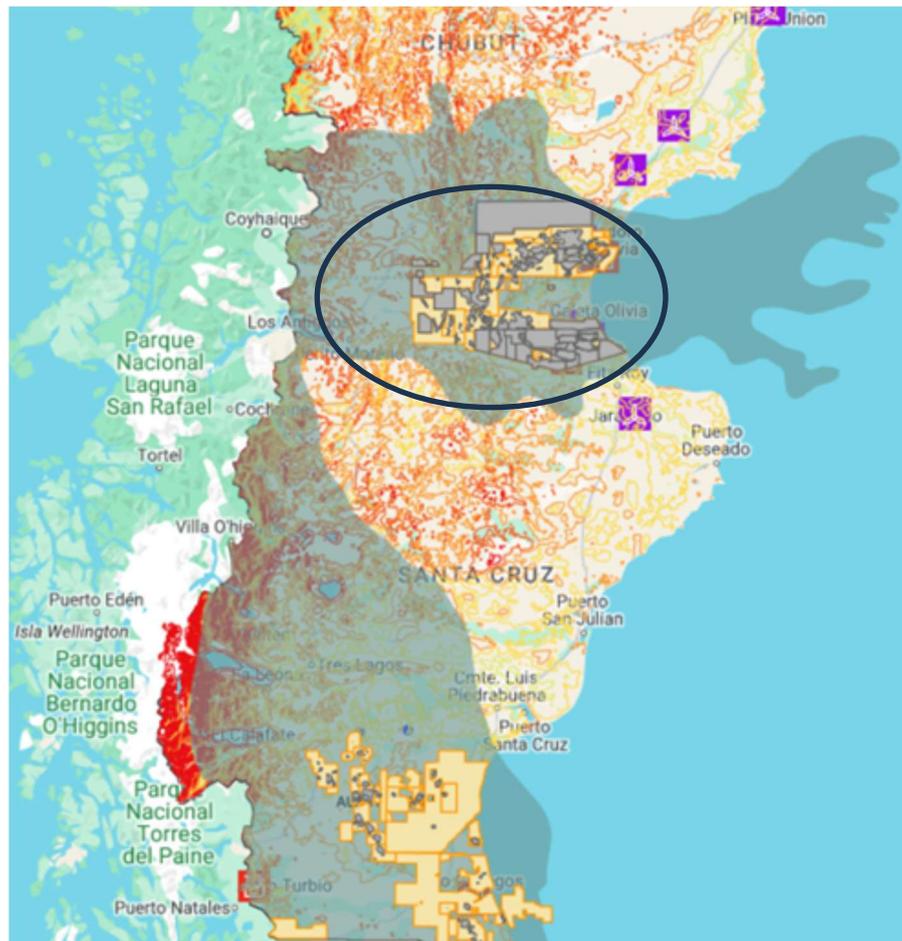


Figura 19. Mapa áreas de concesión de la cuenca del Golfo San Jorge de Argentina (secretaría de Energía, Ministerio de Energía de Argentina, elaborado en 2020)

En cuanto a las facilidades para transporte y distribución de la energía eléctrica de la zona de interés, se presenta la siguiente Figura 20, donde se muestran las centrales generadoras, sistema transporte, estaciones y subestaciones de transformación, cables eléctricos de alta tensión y media tensión.



Figura 20. Mapa áreas de Sistema eléctrico interconectado de la Provincia de Santa Cruz (secretaría de Energía, Ministerio de Energía de Argentina, Data base [https://: datos.energia.gob.ar](https://datos.energia.gob.ar))

El transporte de energía eléctrica desde la Provincia de Santa Cruz hacia otras provincias se lleva a cabo mediante un sistema de infraestructura que conecta las distintas regiones del país.

El sistema de Interconexión Nacional, el sistema Argentino de Interconexión (SADI) es la red eléctrica que conecta todas las provincias argentinas. A través de esta red, se transmite la energía eléctrica generada en diferentes puntos del país hacia las áreas de consumo.

La Provincia de Santa Cruz está conectada al SADI mediante líneas de alta tensión que transportan la energía desde sus centrales de generación hasta los

centros de consumo en otras provincias.

Líneas de Transmisión, existen líneas de transmisión de alta tensión que atraviesan la provincia y permiten el transporte de energía eléctrica hacia otras regiones, estas líneas pueden operar a 500 kV (kilovoltios) o 220 kV.

Además, se han planificado proyectos para reforzar la capacidad de transporte eléctrico en la región. Se prevé una interconexión de 500 kV entre Santa Cruz y Tierra del Fuego, lo que mejorará la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Para el desarrollo de nuevos parques o planta de generación eléctrica es necesario ampliación del sistema de transporte. Recientemente, se ha autorizado una ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en Santa Cruz. Esta obra consiste en la incorporación de un nuevo punto de conexión de 33 kV en la Estación Transformadora Bicentenario. Este punto de conexión vinculará las cargas de las localidades de Jaramillo y Fitz Roy al Sistema Argentino de Interconexión, según información publicada en los sitios web del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A).

Existen solicitudes para aumentar la capacidad de transporte energético en Santa Cruz. A través del Ministerio de Obras Públicas de la Nación que desarrolle un proyecto para reforzar la capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Patagónico. Esto aseguraría el transporte de energía desde parques eólicos en Santa Cruz y Chubut, así como desde las represas del Río Santa Cruz y la Usina termoeléctrica de Río Turbio.

La inversión total para estos proyectos a lo largo de 17 jurisdicciones del país se estima en alrededor de 3,630 mil millones de dólares.

Por otro lado, para estudiar la optimización del emplazamiento, se escogen dentro de todas las concesiones de la provincia Santa Cruz, con los siguientes criterios las áreas a estudiar:

- Áreas de reservas que fueron reversionadas al Estado provincial, donde no existe el interés de mantener la actividad petrolera.
- Yacimientos sin reservas, potencialmente abandonados.

- Zonas cercanas a las facilidades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Zonas donde existe vialidad, facilidad de circulación.

Para este trabajo, se inicia el análisis con una lista de 19 áreas, yacimientos convencionales maduros sin reservas, a partir de esta primera preselección se aplicarán los criterios antes mencionados, y análisis más detallados para profundizar en la selección de dos locaciones óptimas, según los criterios y condiciones antes descritos.

OPERADOR	CUENCA	PROVINCIA	CONCESIÓN O PERMISO	YACIMIENTO	CONVENCIONAL								
					RESERVAS						RECURSOS		
					COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		CONTINGENTES		
					PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	BARRANCA YANKOWSKY	BARRANCA YANKOWSKY	0	0	0	0	0	0	0	0	967
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	CAÑADON DE LA ESCONDIDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	CERRO GRANDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	LAS HERAS	0	0	0	0	0	0	1758	477	
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON LEON - MESETA ESPINOSA	CAÑADON SECO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON LEON - MESETA ESPINOSA	MESETA ESPINOSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON YATEL	ESTANCIA CHOLITA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CAÑADON YATEL	ESTANCIA CHOLITA NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO GUADAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO GUADAL NORTE	0	0	0	0	0	0	1081	328	
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	CERRO PIEDRAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	CERRO PIEDRA - CERRO GUADAL NORTE	LOS SAUCES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	EL GUADAL - LOMAS DEL CUY	EL GUADAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	LOS MONOS	LOS MONOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	LOS PERALES - LAS MESETAS	CERRO BAYO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	LOS PERALES - LAS MESETAS	LA CUEVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	LOS PERALES - LAS MESETAS	LAS MESETAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	PICO TRUNCADO - EL CORDON	EL DESTINO	0	0	0	0	0	0	413	101	
YPF S.A.	GOLFO SAN JORGE	Santa Cruz	PICO TRUNCADO - EL CORDON	KOLUEL KAIKE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>					<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3252</b>	<b>1873</b>

Tabla 5. Yacimientos convencionales maduros de las concesiones revertidas a la provincia de Santa Cruz 2023 y estado de Reservas al 31-12-2022. Fuente de dato: Ministerios de energía. Elaboración propia.

Adicionalmente, se estudia y analizan los proyectos eólicos existentes de la zona para dimensionar y escalar el potencial desarrollo de parques eólicos en base de analogías, potencial, recursos y economía, todo lo que conduce a un análisis de factibilidad y comercialidad.

La generación de energía eléctrica proveniente de parques eólicos de la provincia de Santa Cruz es de 110,8 GWh (Reporte de generación CAMMESA diciembre 2023), que provienen de 5 proyectos, 3 parques eólicos a saber, con 91 aerogeneradores, un promedio de 1,2 GWh por aerogenerador.

El Gráfico 3, muestra la generación de energía eléctrica de la provincia de Santa Cruz en el periodo 2019- 2023. En el mismo se observan picos de

producción hasta de 165 GWh para marzo 2023 (promedio de 1,8 GWh por aerogenerador).

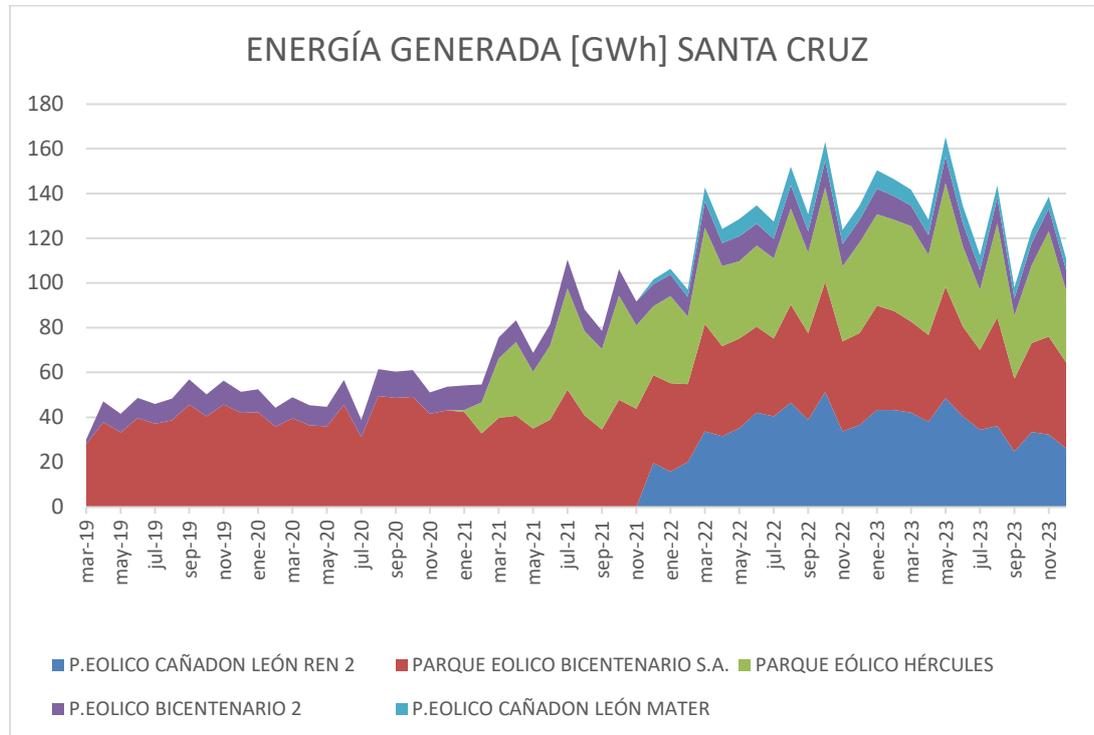


Gráfico 3. Generación de energía eléctrica parques eólicos Provincia de Santa Cruz (Fuente de datos: Reporte Generación eléctrica serie mensual CAMMESA 2019-2023. Fabricación propia)

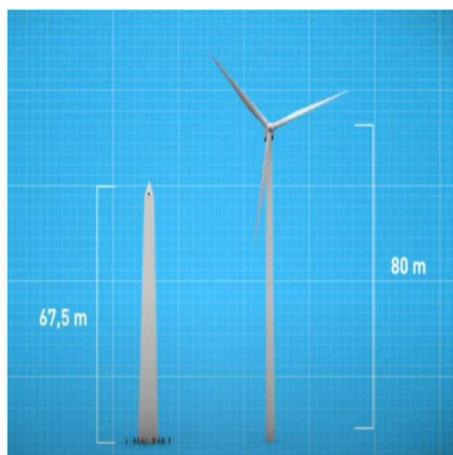
Sobre las principales dimensiones y comparación de magnitudes entre un proyecto de desarrollo de hidrocarburos y un parque eólico tenemos que:

Las concesiones de hidrocarburos de la provincia de santa cruz ocupan un área de alrededor 12600 Km<sup>2</sup>, El área de desarrollo de hidrocarburos Las Heras, una de las áreas más pequeñas, mide 127 Km<sup>2</sup> aproximadamente, mientras que el parque eólico más grande de Argentina, Parque eólico Rawson mide 15Km<sup>2</sup>, esto indica que, ocupa 8 veces más área el desarrollo de hidrocarburos más pequeño en el Sur de Argentina que el parque eólico más grande.

Un sistema de bombeo mecánico, levantamiento artificial de hidrocarburo, muy característico en la zona y para la actividad, mide 11 metros, como se muestra en la Figura 21.



Figura 21. Magnitud de un sistema de Bombeo Mecánico en la provincia de Santa Cruz (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/))



Lo que representa la altura de 4 camiones cisterna, sin embargo, la altura que tienen los aerogeneradores en Argentina va desde los 80-100 metros, en promedio, 85 metros. Más alto que la estructura del Obelisco de Buenos Aires. Ver Figura 22. Esto representa que en altura un aerogenerador supera por 10

veces un equipo de bombeo mecánico.

Figura 22. Magnitud de altura de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/))

El tamaño de las palas de los aerogeneradores en Argentina es en promedio de 40 metros de largo, la misma dimensión de un Boing 737. Un Aerogenerador promedio en Argentina (3,6 -4,5 MW de potencia), es dos veces más alto que el radio de sus aspas.



Figura 23. Magnitud de las palas de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/))

En un campo de explotación de hidrocarburos, durante la fase de perforación de los pozos productores de petróleo o gas se utilizan un equipo con cabrias que tiene una altura aproximada de 50 - 80 metros, dependiendo del tamaño del equipo y de la profundidad de la perforación a realizar.

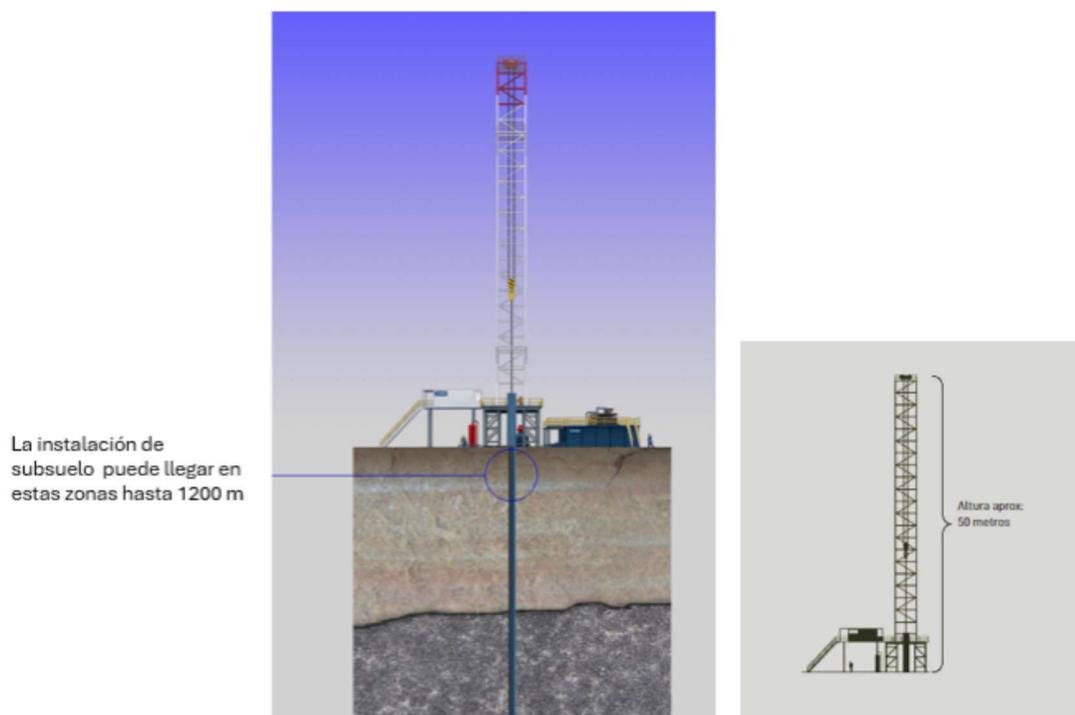


Figura 24. Magnitud de las palas de un aerogenerador en Argentina (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/))

Con estas simples comparaciones y los escenarios de seleccionar solo 2 áreas dentro de las concesiones para evaluar la factibilidad de construir parques eólicos, podemos indicar que existe suficiente área geográfica para instalar 16 parques eólicos del tamaño del parque eólico Rawson, el más grande de Argentina.

En el capítulo de discusión de resultados de este TFM, se ampliará dentro de los planes de desarrollo y escenarios de transición parcial o total este tema nuevamente.

Hasta este punto en este capitulo del TFM, se pretende desarrollar el marco teórico, definiciones, conceptos, criterios y lineamientos que servirán de base para la aplicación de la metodología de análisis, estimaciones y pronósticos.

### 3.7. COMPARACIÓN DE CADENA DE VALOR DE NEGOCIO Y PROYECTOS DESARROLLO DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS Y EÓLICO.

En la industria del petróleo, la cadena de valor se divide en tres partes: Upstream (exploración y producción), Midstream (transporte y almacenaje) y Downstream (procesamiento, comercialización y distribución).



Figura 25. Cadena de valor del negocio O&G (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia))

Mientras que el negocio relacionado a la explotación de energía eólica está principalmente vinculado a la industria de la energía Eléctrica, por lo que representación de la cadena de valor del negocio es Generación (I+D y producción), Transporte, Distribución y Comercialización.



Figura 26. Cadena de valor del negocio Eléctrico (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia))

Se podría hacer pensar en una correspondencia entre el negocio Upstream con el Generación y Midstream-Downstream con Transpore – Distribución, en el sentido general, mas no en la funcionalidad, instalaciones, procesos productivos.

Sobre el desarrollo de proyectos, en la industria de O&G, se deben cumplir una serie de etapas y requerimientos, listados brevemente a continuación:

- Gestionar permisos y derechos de explotación de los yacimientos (permisos de concesión)
- Gestionar permisos sobre los derechos de operar en la superficie del terreno
- Gestionar estudios de impacto ambiental
- Toma y adquisición de data (exploración - desarrollo)
- Generación de estudios: Modelos geológicos del subsuelo, modelos de reservorio (fluidos y roca porosa)
- Estimación de recursos
- Generación de planes de desarrollo óptimos (Proyectos)
- Estudios financieros - económicos

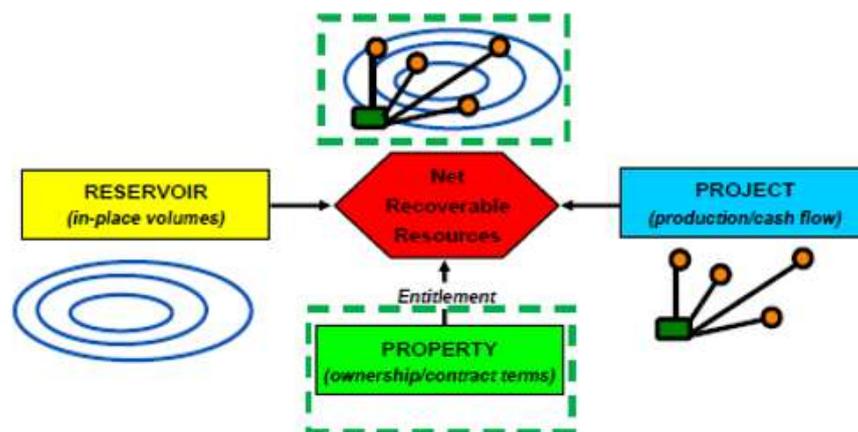


Figura 27. Desarrollo de Recursos de Hidrocarburos (Fuente de datos: elaboración propia)

Por su parte el desarrollo de proyectos eólicos cumple con las mismas fases o etapas de desarrollo de sus recursos a grandes rasgos, pero con las diferencias marcadas en el tipo de estudio, ya que en este caso se estudia la superficie del terreno y los datos más relevantes son en altura sobre las condiciones de viento y climáticas.

En cuanto a aspectos económicos y financieros, de antemano es importante destacar que los proyectos de desarrollo de recursos fósiles no reciben apoyo de organizaciones internacionales, ni subvenciones, como tampoco ayuda del gobierno en el caso específico de Argentina.

Sobre las dimensiones del costo de desarrollo de un área de reservas, las inversiones en la industria de O&G ascienden el orden de Miles de Millones de dólares, mientras que desarrollar un parque eólico está en el orden de millones de dólares.

El costo total de inversión para generar energía eléctrica a través de un parque eólico según el informe de IRENA de la Figura 28 presentada a continuación, indica que para el año 2022 el costo nivelado de la energía (LCOE) para un parque Onshore es de 0,033 USD/KWh.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2022 USD/kW)			(%)			(2022 USD/kWh)		
	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change	2010	2022	Percent change
Bioenergy	2 904	2 162	-26%	72	72	1%	0.082	0.061	-25%
Geothermal	2 904	3 478	20%	87	85	-2%	0.053	0.056	6%
Hydropower	1 407	2 881	105%	44	46	4%	0.042	0.061	47%
Solar PV	5 124	876	-83%	14	17	23%	0.445	0.049	-89%
CSP	10 082	4 274	-58%	30	36	19%	0.380	0.118	-69%
Onshore wind	2 179	1 274	-42%	27	37	35%	0.107	0.033	-69%
Offshore wind	5 217	3 461	-34%	38	42	10%	0.197	0.081	-59%

Coste total instalado, factor de capacidad y tendencias del LCOE por tecnología, entre 2010 y 2022.

Imagen: IRENA

Figura 28. Coste total instalado y LCOE por tecnología (Fuente de datos: IRENA)

Mientras que en Argentina el LCOE es de 0,02 USD/KWh promedio de los 3 parques eólicos desarrollados en la zona de Santa Cruz, con factor de carga FC de 51% estimado con las inversiones realizadas para construir y poner en marcha los parques, con la producción del año 2023 y suponiendo la vida útil del parque en 20 años (fuente de datos de CAMESSA e informes Anuarios del Ministerios de Energía de la nación).

### 3.8. Análisis de Riesgo proyectos eólicos Argentina

En la construcción de parques eólicos Onshore el equipo Aerogenerador es el componente de mayor costos y riesgo asociado del proyecto, principalmente por el transporte y montaje, una medida de mitigación de riesgos son el uso de seguros, como son las coberturas ALOP (pérdida de beneficios anticipada).

Principales riesgos y antecedentes: Riesgos Logísticos, operativos, estructurales y mecánicos.

En septiembre del 2000, se produjo un incendio en el interior de la bodega de un buque que transportaba 16 aerogeneradores a la Argentina. Las pérdidas superaron los 7 millones de dólares, y generó una demora de 8 meses en el inicio de la operación amparada en el seguro (ALOP).



Figura 29. Riesgos logísticos en Transporte marítimo (Fuente de datos: (LEA Circular a, 17 C.E.))

Sobre riesgos operativos en periodos de prueba, existe un antecedente Del 17 de julio del 2006, donde colapso un aerogenerador en Comodoro Rivadavia Chubut, Argentina. Donde el generador se aceleró por causa de una

falla durante el periodo de pruebas, al intentar conectar el sistema de control automático, lo que provocó la pérdida de una pala de 24 m, de largo que desbalanceó y colapsó el equipo.



Figura 30. Riesgos operativos en periodos de prueba (Fuente de datos: (LEA Circularrea 2017))

Luego existen los riesgos de incendio por malas condiciones meteorológicas, impacto de rayos.

Los riesgos mecánicos, por sobrecalentamiento de los cojinetes, fallas en el sistema de lubricación, corto circuitos. Estos daños se pueden evitar reduciendo, material inflamable, combustibles en el interior de la cabina, y con inspecciones con termografía.



Figura 31. Riesgos Mecánicos en periodos de operación (Fuente de datos: (LEA Circular, 17 C.E.))

También es importante destacar los riesgos estructurales por efecto de los altos vientos. Las torres de los aerogeneradores están diseñadas para resistir los vientos de la zona donde se encuentran instalados, con datos de vientos promedios, mínimos y máximos medidos en un periodo de un año. Pero existe

la evidencia de eventos donde se han suscitado vientos que han azotado la Patagonia con una intensidad que superó los 150 kilómetros por hora, para lo cual no están diseñadas las torres y los aerogeneradores.



Figura 32. Riesgos estructurales por altos vientos. Santana do Livramento Brasil (Fuente de datos: (LEA Circular, 17 C.E.))

Según el informe LEA circular 17, los principales reclamos por componente de turbina ante las aseguradoras principalmente se hacen por las palas y caja de engranaje. En el gráfico 4, a continuación, se muestra la distribución de estos componentes.

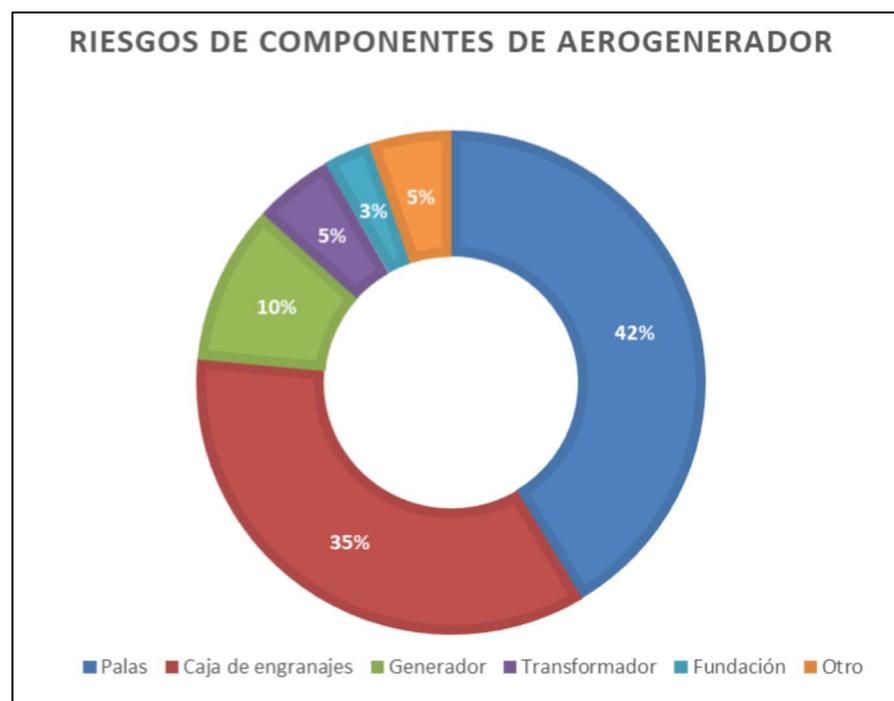


Gráfico 4. Riesgos falla de componentes aerogeneradores (Fuente de datos: (LEA Circular, 17 C.E.))

## **CAPITULO 4: JUSTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL ANALISIS**

El potencial eólico de la Argentina, en teoría supera los 2.000 GW, más de 60 veces la capacidad total instalada en el país. Según diversas fuentes se trataría del mayor potencial Onshore del planeta y gran parte de este potencial se concentra en la Patagonia.

Sumado al compromiso ODS y las metas propuestas para 2030, de incrementar respecto del año base, el porcentaje de energía renovable en el consumo total de energía al 16,3%.

Es por lo que se justifica este TFM, que propone valorizar el potencial para el desarrollar recursos eólicos en zonas de la provincia de Santa Cruz, donde esta actividad está poco desarrollada en comparación con la vecina provincia de Chubut, esto principalmente es debido a la falta de emplazamientos óptimos.

Se presenta como oportunidad, analizar y estudiar la posibilidad transformar áreas donde existe actividad de explotación de hidrocarburos, en yacimientos maduros convencionales de hidrocarburos, de la cuenca del Golfo San Jorge.

Esta propuesta supone aprovechar emplazamiento, locaciones existentes de pozos y otras operaciones petroleras, y reemplazar esta actividad por generación de energía eólica, transición energética pasando de explotar recursos no renovables (Petróleo y gas), a renovables (viento).

El planteamiento se basa en:

1. Estudiar los datos de viento, obtener datos de varias fuentes para comparar y validar datos, caracterizar el recurso, analizar el potencial, seleccionar aerogeneradores indicados por su respectiva clasificación en base características del viento de la zona.

2. Seleccionar dos áreas análogas, las más cercanas a los parques eólicos existentes para mantener los recursos en un rango alto de certeza razonable.

3. Analizar dos escenarios posibles de desarrollo para la transformación, parcial y total de las áreas.

4. Estimar volumen de recursos, categorizar los mismos. Evaluar económicamente, para definir la factibilidad de la propuesta de este TFM.

En detalle, el desarrollo de los escenarios de transición, gradual o total, de las concesiones requiere de valorizar recursos, categorizar estos recursos en base a las incertidumbres técnicas y riesgos, además analizar las variables de sostenibilidad de esta tecnología renovable.

El estudio se centrará en dos yacimientos dentro de las áreas de reservas de los campos maduros convencionales, seleccionando zonas vecinas a los existentes parques eólicos, para que sus condiciones de operación y resultados sirvan de análogos y validen a su vez los resultados de este estudio. Además, confirman la no existencia de contingencias del tipo condiciones topográficas, rugosidad, características del viento, factibilidad de conexión a la red eléctrica. Se visualiza como principal oportunidad para enfocar este trabajo de investigación la zona de la provincia de Santa Cruz, por su alto potencial de recursos eólicos y donde la principal empresa de O&G operadora estatal YPF S.A., esta reversionando las concesiones de la cuenca del Golfo San Jorge y se las entrego a la provincia para que disponga de estas áreas. Con más de 12000 Km<sup>2</sup> de extensión.



Figura 33. Mapa de la Provincia de Santa Cruz con rectángulo de superficie (Google earth.) Elaboración Propia.

## **CAPITULO 5: METODOLOGIA PARA ANALISIS DE FACTIBILIDAD**

Se plantea para el desarrollo de este TFM, estudiar la factibilidad de 2 escenarios para la transición de los campos de hidrocarburos maduros de la Provincia de Santa Cruz, para convertirlos en parques eólicos:

Escenario 1: Estudiar la factibilidad de transformar gradualmente 4 yacimientos maduros de hidrocarburo convencionales de la cuenca del Golfo San Jorge en Argentina, Provincia de Santa Cruz, ubicados en dos áreas diferentes, dos yacimientos por áreas vecinas de de los dos principales parques eólicos, aprovechando solo una fracción del área (20%), para instalar aerogeneradores y que las dos operaciones convivan con ambas fuentes y se vaya avanzando gradualmente.

Escenario 2: Estudiar la factibilidad de transformar totalmente los mismos 4 yacimientos maduros de hidrocarburo convencionales de la cuenca del Golfo San Jorge ( 50% del área), de la provincia de Santa Cruz, para convertirlos en parques eólicos, proponiendo el abandono total de la explotación de los hidrocarburos.

La metodología planteada para desarrollar este TFM empieza por caracterizar y valorizar el potencial de los recursos eólicos, usando metodología de cálculos estáticos y cuasi estático con simulación estocástica de Monte Carlo, con datos extraídos de 2 diferentes fuentes, International Renewable Energy Agency (IRENA) y Global Wind Atlas (GWA).

Para la viabilidad del emplazamiento, se seleccionaron 4 diferentes tipos de Aerogeneradores adecuados según su clasificación, se dimensiono el plan de desarrollo o grid del parque según diámetro de rotor de aerogenerador respetando distanciamientos recomendados, y como fase final se analizaron escenarios potenciales de desarrollo de los recursos eólicos, aplicando metodología de gestión de proyectos eólicos aplicados por IRENA y International Energy Transition (IET).

Las fases para el análisis de la viabilidad se muestran a continuación de forma esquemática, en la figura 34.

- Fase de Previsualización: etapa para la caracterización del recurso

eólico y análisis del potencial.

- Fase de Visualización: Validación de datos, selección de equipos aerogeneradores adecuados, estimación de recursos por aerogenerador.
- Fase de Desarrollo: En base a los escenarios de desarrollo, establecer el número óptimo de Aerogeneradores que pueden instalarse, según el criterio de transición gradual o transición total. Esta fase incluye las evaluaciones económicas.

### 5.1. Fase 1: Pre-Visualización



### 5.2. Fase 2: Visualización



### 5.3. Fase 3: Pronósticos y Evaluación



Figura 34. Proceso de Desarrollo Metodológico. Elaboración Propia

## CAPITULO 6: CALCULOS Y PRONOSTICOS.

Este capítulo del TFM, se dedica a la documentación de los cálculos de recursos, pronósticos para escenarios propuestos.

### 6.1. CÁLCULO DE RECURSO EÓLICO MÉTODO ESTÁTICO

Para los cálculos de Recursos Eólicos, el procedimiento metodológico seguido se rige según las recomendaciones y mejores prácticas de IRENA y la IET.

Sobre los aspectos técnicos y variables a considerar:

- Perfil de cizalladura, longitud de rugosidad: Se considera como perfil de baja rugosidad por las características del terreno y la vegetación existente característica de la zona, arbustos muy chicos, hierbas bajas. Esta variable es considerada para la estimación de la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador.

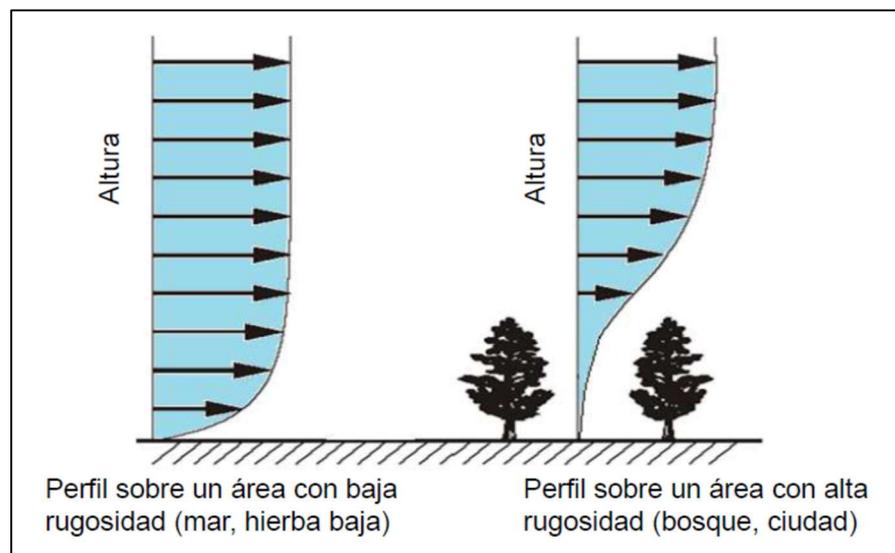


Figura 35. Perfil de coeficiente de cizalladura (Fuente de datos: IRENA- IET Global Atlas de IRENA Técnicas de planificación espacial Curso de 2 días)

El valor usado de coeficiente de rugosidad en este estudio proviene de un estudio realizado por el CONICET, donde desarrollaron una fórmula para la velocidad del viento en Argentina (CONICET: VARIABILIDAD DEL PARÁMETRO DE RUGOSIDAD SOBRE UNA COBERTURA VEGETAL. Natalia

E. Tonti<sup>1,2</sup> y María Isabel Gassmann (Manuscrito recibido el 9 de octubre de 2014, en su versión final el 1 de mayo de 2015)

El valor del coeficiente de rugosidad además se validó contra las referencias aportadas por las prácticas de la industria, tomadas del material aportado durante el desarrollo del máster en la materia de Energía eólica. Esta referencia indica que, para un terreno plano, con hielo y hierbas se usa un coeficiente de rugosidad de entre 0,1 y 0,12.

Terreno llano con hielo o hierba	0,1 - 0,12
Terreno llano (mar)	0,14
Terreno poco accidentado	0,13 - 0,16
Zonas rústicas	0,2
Terreno accidentado, bosques	0,2 - 0,26
Terreno muy accidentado y ciudades	0,25 - 0,4

Figura 36. Exponente de rugosidad o cizalladura (Fuente de datos: Material de clases Modulo 3. Curso de Generación Renovables, autor: Miguel Vázquez)

Finalmente, el valor de coeficiente de rugosidad utilizado para los cálculos es de 0,127, informado en el trabajo de investigación del CONICET en la zona de estudio y confirmado por las referencias del material del Máster Transición Energética UEM.

- Cálculo de la velocidad del viento a la altura promedio del buje

Para este cálculo primero se establece la altura del buje del aerogenerador que se considera parametro imprescindible, para esto se realizó un análisis de analogía con los 3 parques eólicos existentes en la Provincia de Santa Cruz. Con el objetivo de tener un valor de referencia de esta altura y una magnitud de los parámetros establecidos en la zona de interés. La tabla 6 a continuación, muestra los datos y el valor promedio.

	POTENCIA MW	AEROGENERADOR MODELO	DIAMETRO ROTOR (m)	ALTURA BUJE (m)
P.E. Bicentenario I y II	126	Vestas 117 - 4 MW	117	125
P.E. LOS HERCULES	97	Senvion 144 - 3,6 MW	114	93
PE. CAÑADON LEON	123	General Electric 4,2MW	117	85
<b>PROMEDIO</b>	<b>115</b>		<b>116</b>	<b>101</b>

Tabla 6. Datos de parques eólicos Provincia de Santa Cruz - Analogía (Fuente: CAMMESA/Ministerio de Energía y Minas/ YPF LUZ). Elaboración propia.

Para las estimaciones de la velocidad promedio del viento y análisis de desarrollo se decide tomar la altura de buje más baja de 85 m, para hacer la estimación conservadora, y porque los parques eólicos más recientes han reducido la altura, lo que es un indicativo que se han optimizado con los datos y nuevos proyectos la altura optima de buje.

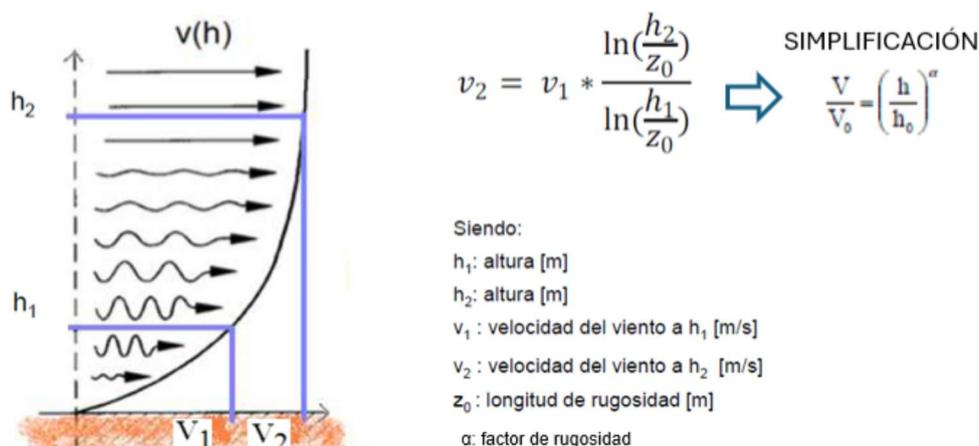


Figura 37. Representación de cálculo de velocidad a la altura del buje. (Fuente de datos: IRENA- IET Global Atlas de IRENA Técnicas de planificación espacial Curso de 2 días)

Con datos anuales de velocidad del viento a diferentes alturas (100m - 50m), descargados en GWA y de IRENA, para la zona de interés de Santa Cruz Argentina (latitud, -46.84° longitud, -69.89°), y con el uso de la ecuación simplificada en la Figura 38, y el factor de rugosidad de punto anterior, se obtienen los siguientes resultados de velocidad media anual:

## GLOBAL WIND ATLAS

Altura	100 m	85 m
<b>Velocidad media m/s</b>	<b>10,35</b>	<b>10,14</b>

## IRENA

Altura	100 m	85 m
<b>Velocidad media m/s</b>	<b>8,24</b>	<b>8,22</b>

Tabla 7. Resultado de velocidad media anual provincia de santa Cruz. (Fuente: GWA/IRENA). Elaboración propia.

- Cálculo de potencia del viento a la altura promedio del buje

Haciendo uso de la curva de potencia de los aerogeneradores, este dato lo debe aportar la empresa que diseña el equipo, para este caso de estudio, se está haciendo uso de 4 curvas de potencia para generar varios escenarios de comparación, previamente se analizó según la clasificación del aerogenerador según por la norma IEC, considerando la velocidad promedio del viento en la zona del emplazamiento de estudio, como se muestra en la Figura 39, la clasificación del aerogenerador para la zona debe ser: Clase I por el rango de velocidad del viento y A/B/C por la intensidad de la turbulencia.

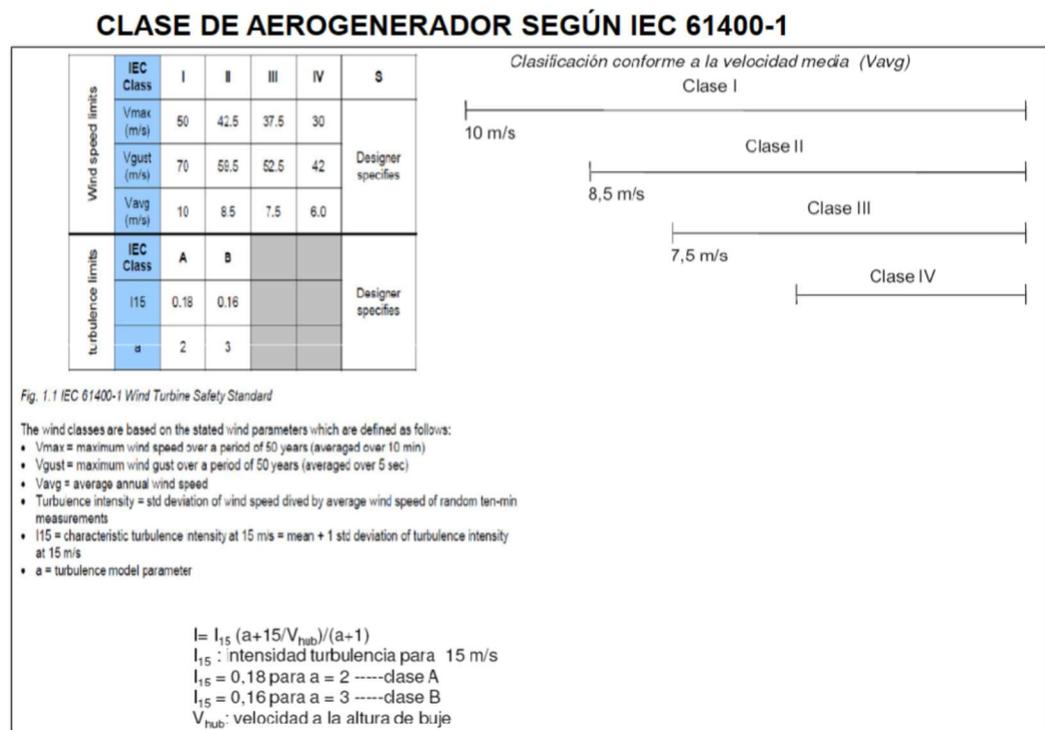


Figura 39. Norma UNE-EN-IEC 61400-1. (Fuente de datos: Asociación Española de Normalización)

Los Aerogeneradores seleccionados para realizar las estimaciones de recursos energéticos son los siguientes modelos que se presentan en la tabla 8 junto con las principales características de diseño y componentes principales.

	Modelo	Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128- 5.0MW
<b>Rotor</b>	<b>Potencia nominal</b>	3,500.0 kW	4,200.0 kW	4,500.0 kW	5,000.0 kW
	<b>Velocidad del viento de Arranque</b>	2.0 m/s	3.0 m/s	2.5 m/s	2.0 m/s
	<b>Velocidad nominal del viento</b>	15.0 m/s	13.5 m/s	13.0 m/s	14.0 m/s
	<b>Velocidad del viento de corte</b>	25.0 m/s	34.0 m/s	34.0 m/s	27.0 m/s
	<b>Velocidad del viento de supervivencia</b>	-	-	57.0 m/s	-
	<b>Wind zone (DIBt)</b>	IV	III	-	II
	<b>Wind class (IEC)</b>	IIa	IIa	-	IIa
	<b>Diámetro</b>	101.0 m	127.0 m	114.0 m	128.0 m
	<b>Superficie del rotor</b>	8,012.0 m <sup>2</sup>	12,688.0 m <sup>2</sup>	10,207.0 m <sup>2</sup>	12,868.0 m <sup>2</sup>
	<b>Número de hojas</b>	3	3	3	3
	<b>Velocidad, máx.</b>	14.5 U/min	11.6 U/min	13.0 U/min	12.0 U/min
	<b>Velocidad de punta</b>	77 m/s	77 m/s	78 m/s	80 m/s
	<b>Designación del tipo</b>	-	-	AERO E-112	62.5
	<b>Esencial</b>	GFRP	GRP	GFK / Epoxy	Organic matrix composite reinforced with fiber glass or carbon fiber
	<b>Fabricante</b>	Enercon	Enercon	Enercon	Gamesa
	<b>Densidad de potencia 1</b>	436.8 W/m <sup>2</sup>	331.0 W/m <sup>2</sup>	440.9 W/m <sup>2</sup>	388.6 W/m <sup>2</sup>
<b>Densidad de potencia 2</b>	2.3 m <sup>2</sup> /kW	3.0 m <sup>2</sup> /kW	2.3 m <sup>2</sup> /kW	2.6 m <sup>2</sup> /kW	
<b>Caja de cambios</b>	planear:	planear:	planear:	planear:	
<b>G. eléctrico</b>	<b>número</b>	1	1.0	1	1.0
	<b>Velocidad, máx.</b>	14.5 U/min	11.6 U/min	13.0 U/min	490.0 U/min
	<b>Voltaje</b>	690.0 V	690.0 V	440.0 V	690.0 V
	<b>conexión a la red</b>	inverters	inverters	IGBT	IGBT
	<b>frecuencia de red</b>	50 Hz	50.0 Hz	50 Hz	50/60 Hz
	<b>Fabricante</b>	Enercon	Enercon	Enercon	-
<b>Torre</b>	<b>Altura del buje</b>	74 m	99/135/144 m	124.0 m	81/95/120/140 m
	<b>Planear</b>	steel tube	steel tube / hybrid	concrete	Steel tube
	<b>Moldear</b>	conical	conical	conical	conical
	<b>Protección anticorrosiva</b>	painted	painted	painted	multi-coated
	<b>Fabricante</b>	Enercon	Enercon	Walter Bau	Gamesa

Tabla 8. Característica de Aerogeneradores seleccionados para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Goba wind turbine). Elaboración propia.

Con la curva de cada aerogenerador para cada dato de velocidad media altura 85 m de buje (sobre el eje x), sobre la curva (CP) se obtiene el valor de la Potencia KW, cortando la curva de energía (sobre eje Y).

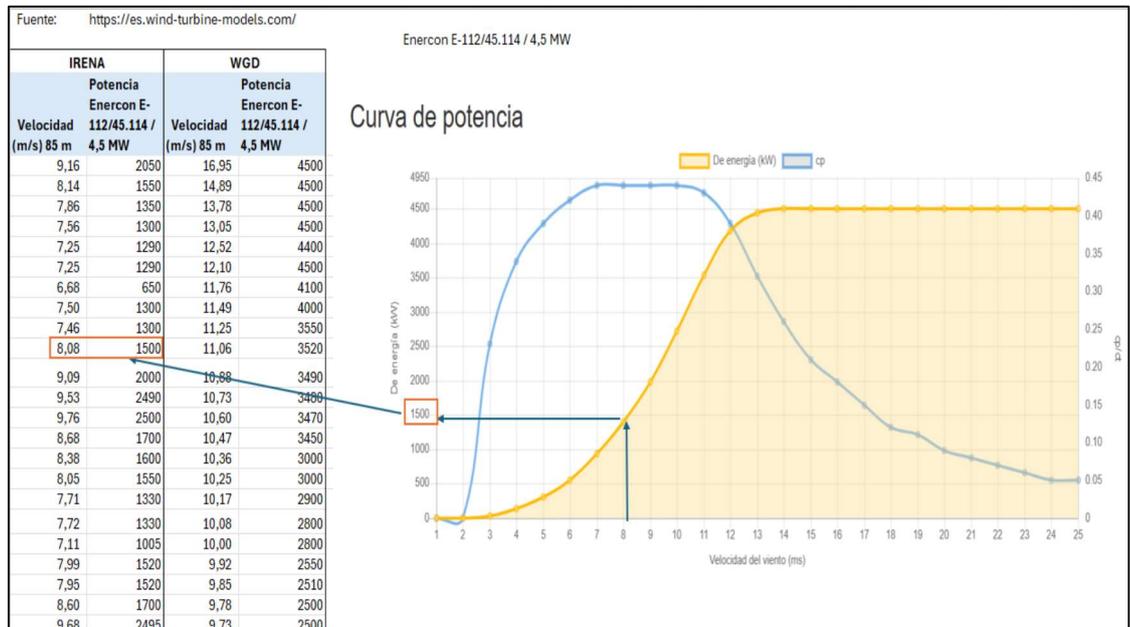


Figura 40. Curva de potencia de Aerogenerador. (Fuente de datos: Global Wind Turbine). Elaboración propia.

- Cálculo de la energía en KWh

La energía con este método se calcula multiplicando los valores de potencia (KW) por el tiempo (h), tiempo de la curva de Weibull de la velocidad que corresponde a la velocidad media, esto se hace para todos los datos extraídos de la base de datos de IRENA y GWA, para el 100% de frecuencia medidas (8760 horas del año).

$$F \times P = E$$

Velocidad (m/s) 85m	Frecuencia Horas	Potencia Enercon E-101 E2 / 3.5MW		Potencia Enercon E-126 EP4 /4,2MW		Potencia Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW		Potencia Gamesa G128-5.0MW / 5.0MW	
		101 E2 / 3.5MW	E-101 E2 / 3.5MW	126 EP4 /4,2MW	E-126 EP4 /4,2MW	112/45.114 / 4,5 MW	112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0MW	E- Potencia Gamesa G128-5.0MW
9,16	525,60	1850	972.360,00	2500	1.314.000,00	2050	1.077.480,00	2850	1.497.960,00
8,14	350,40	1350	473.040,00	1750	613.200,00	1550	543.120,00	2010	704.304,00
7,86	262,80	1100	289.080,00	1750	459.900,00	1350	354.780,00	1980	520.344,00
7,56	175,20	1000	175.200,00	1550	271.560,00	1300	227.760,00	1750	306.600,00
7,25	175,20	850	148.920,00	1450	254.040,00	1290	226.008,00	1410	247.032,00
7,25	175,20	850	148.920,00	1450	254.040,00	1290	226.008,00	1410	247.032,00
6,68	262,80	600	157.680,00	1050	275.940,00	650	170.820,00	1100	289.080,00
7,50	525,60	990	520.344,00	1500	788.400,00	1300	683.280,00	1550	814.680,00
7,46	1.314,00	990	1.300.860,00	1500	1.971.000,00	1300	1.708.200,00	1550	2.036.700,00
8,08	2.277,60	1350	3.074.760,00	1750	3.985.800,00	1500	3.416.400,00	2010	4.577.976,00
9,09	1.927,20	1800	3.468.960,00	2500	4.818.000,00	2000	3.854.400,00	2700	5.203.440,00
9,53	963,60	2000	1.927.200,00	2750	2.649.900,00	2490	2.399.364,00	3000	2.890.800,00
9,76	525,60	2150	1.130.040,00	3000	1.576.800,00	2500	1.314.000,00	3300	1.734.480,00

Figura 41. Cálculo de Energía. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia).

La energía Bruta se estima como la sumatoria del total de los cálculos para la frecuencia 100% del viento, el paso que sigue es estimar las pérdidas que se esperan por paradas de mantenimiento, paradas planificadas por servicios del sistema interconectado y otros tipos de interrupción del equipo aerogenerador que no esté asociada a las horas de actividad operativa promedio al año.

La estimación de Energía Neta es multiplicar la Energía Bruta por el factor de perdidas (1 – Factor de perdidas), que para este trabajo y para el desarrollo de los cálculos se toma como criterio del 12% (operatividad 88%).

$$\text{Energía Neta} = \text{Energía Bruta (KWh)} \times 0,88$$

- Cálculo del Factor de Carga

El factor de carga de un aerogenerador es la relación entre la energía generada por un aerogenerador durante un período de tiempo (regularmente se mide de un año), entre la que hubiera producido en dicho período si hubiese funcionado en forma continua a plena carga. En otras palabras, es una medida de la eficiencia con la que el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Se pueden calcular con las ecuaciones descritas a continuación:

$$FC = \frac{\text{Energía Anual}}{\text{Potencia Aero}} \quad (\text{kWh} / \text{kW}) \qquad FC(\%) = \frac{FC((\text{kWh} / \text{kW}))}{8.760} \cdot 100$$

Donde, FC es el factor de carga y se puede representar como una fracción o en horas totales que funcionan los aerogeneradores en un año. En este caso los resultados obtenidos para las dos fuentes de datos IRENA y GWA, por aerogenerador se muestran a continuación en la tabla 9.

<b>IRENA</b>		Energía	Energía	Energía	Energía
		Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Enercon E-126 EP4 / 4,2MW	Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128/ 5.0MW
ENERGÍA BRUTA	KWh	13783422	19153302	16134606	21088824
<b>Perdidas 12%</b>					
ENERGIA NETA	KWh	12129411,36	16854905,76	14198453,3	18558165,1
Metodo Estático	FC Hr / Aero G	<b>3.465,55</b>	<b>4.013,07</b>	<b>3.155,21</b>	<b>3.711,63</b>
	FC %	<b>39,56</b>	<b>45,81</b>	<b>36,02</b>	<b>42,37</b>

<b>GWA</b>		Energía	Energía	Energía	Energía
		Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Enercon E-126 EP4 / 4,2MW	Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128/ 5.0MW
ENERGÍA BRUTA	KWh	19506768	26213424	23879760	29649096
<b>Perdidas 12%</b>					
ENERGIA NETA	KWh	17165955,84	23067813,12	21014188,8	26091204,5
Metodo Estático	FC Hr / Aero G	<b>4.904,56</b>	<b>5.492,34</b>	<b>4.669,82</b>	<b>5.218,24</b>
	FC %	<b>55,99</b>	<b>62,70</b>	<b>53,31</b>	<b>59,57</b>

Tabla 9. Resultados de FC para los aerogeneradores seleccionados para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal wind turbine/ GWA / IRENA). Elaboración propia

Para la validación de este resultado se hace uso de la analogía, donde se compara los resultados obtenidos contra los valores reales de factores de carga de los parques eólicos del área de estudio.

Parque Eólico	FC (%) 2023
P.E. Bicentenario I y II	51
P.E. LOS HERCULES	50
PE. CAÑADON LEON	53

Tabla 10. Resultados de FC para los aerogeneradores de los parques eólicos de Santa Cruz. (Fuente: CAMMESA/ YPF). Elaboración propia

## 6.2. CÁLCULO DE RECURSOS EÓLICO MÉTODO SIMULACIÓN ESTOCASTICA.

La simulación estocástica se realizó con ayuda de la herramienta Crystal Ball de ORACLE, es una herramienta que permite realizar simulaciones de Monte Carlo en modelos de hojas de cálculo Excel.

La simulación de Montecarlo, es una técnica matemática utilizada para realizar análisis probabilísticos de fenómenos en los que intervienen múltiples variables. Es especialmente útil cuando no se puede obtener una solución analítica de forma directa.

Crystal Ball, es una herramienta que implementa la simulación de Montecarlo en tres pasos iterativos, que se describe a continuación:

1. Definición de suposiciones; Se establece las suposiciones relevantes para el cálculo de energía, basado en la Potencia KW y la frecuencia del viento en tiempo h (horas).

2. Generación aleatoria de valores: el Crystal Ball genera aleatoriamente un rango de valores para las suposiciones definidas, que en este caso son viento, frecuencia, potencia, energía, se pueden definir como función las dependientes o independientes.

3. Simulación: Se ejecuta la simulación de Montecarlo seleccionando el número de iteraciones 1000 – 5000, la cifra que se considere adecuada y se obtienen distribuciones de probabilidad para las salidas de interés en base a la suposición y variable aleatoria definida (función a calcular).

Para el caso de estudio de transición energética objeto de este TFM, se hace uso de estimación de recursos eólicos en las áreas seleccionadas para estudiar de la provincia de Santa cruz, los pasos básicos que se siguieron se describen a continuación:

- Se establecen los parámetros de Weibull de forma y de escala de para la velocidad del viento, es la única variable donde se selecciona directamente este tipo de distribución continua, para la potencia y energía se deja que la herramienta haga el análisis dentro de todas las distribuciones continua y se

seleccionó la que de mejor ajuste de bondad.

La distribución de Weibull en el contexto de la energía eólica se usa para modelar la velocidad y la dirección del viento. Esta distribución se representa mediante una curva que describe la frecuencia con la que ocurren diferentes velocidades del viento en un lugar determinado y queda definido por los parámetros de la Distribución de Weibull de forma y escala.

Parámetro de Forma ( $k$ ), de 1,68 este valor determina la forma de la curva y puede variar de 0 a infinito. Un valor de  $k$  menor a 1 indica una distribución con una cola larga y una alta probabilidad de velocidades de viento bajas. Por otro lado, un valor de  $k$  mayor a 1 indica una distribución con una cola corta y una alta probabilidad de velocidades de viento altas.

Parámetro de Escala ( $c$ ) igual a 10,17 m/s, es el que determina el promedio de las velocidades del viento.

Entonces para determinar estos parámetros, se utiliza la distribución de Weibull para los datos de viento de la base de datos de GWA, a 85 m de altura de buje. Donde Crystal Ball arrojó como resultado los valores de los parámetros de la estadística para la distribución, como se muestra a continuación:

ESTADÍSTICAS	VALORES DE PREVISIÓN
Iteraciones	1.000
Caso base	10,19
Media	10,17
Mediana	9,63
Modo	---
Desviación estándar	1,68
Varianza	2,83
Sesgo	1,91
Curtosis	7,55
Coefficiente de variación	0,1655
Mínimo	8,55
Máximo	19,80
Ancho de rango	11,25
Error estándar medio	0,05

Tabla 11. Resultado de estadística curva de Weibull de la velocidad del viento (Fuente: GWA/CRYSTAL BALL- ORACLE). Elaboración propia.

El procedimiento para el caso de las variables de potencia y energía:

- Diseñar un modelo incierto (Supuesto): En la hoja de cálculo Excel, se creó

un modelo de un escenario incierto con los datos disponible de las variables potencia y frecuencia de tiempo. Definido sobre el rango de las celdas donde se dispone de estos datos estimación de Energía Bruta, como variables de entrada para el modelo de simulación.

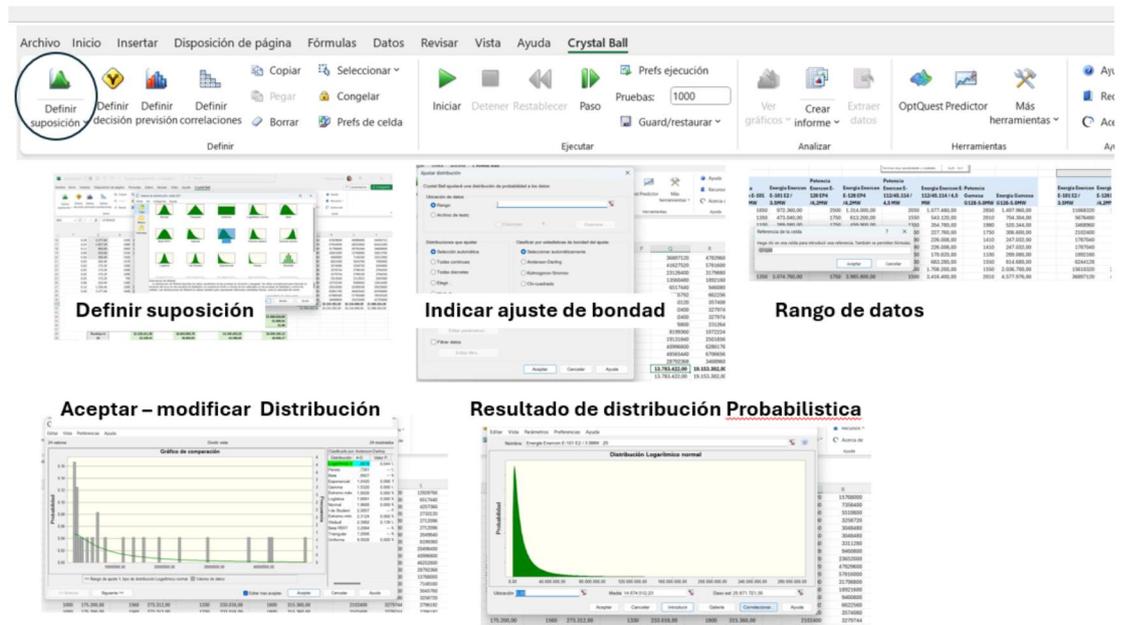


Figura 42. Definición de asunción Energía Simulación Estocástica. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia)

- Se define como variable de previsión las celdas donde se encuentra la ecuación de sumatoria de cálculo de la energía.



Figura 43. Definición de previsión de Energía Simulación Estocástica. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia)

- Ejecutar la simulación: Una vez diseñado el modelo, se ejecuta la simulación de 1000 – 5000 iteraciones, utilizando Crystal Ball. Se generará múltiples escenarios aleatorios basados en las distribuciones de probabilidad para la variable de entrada.

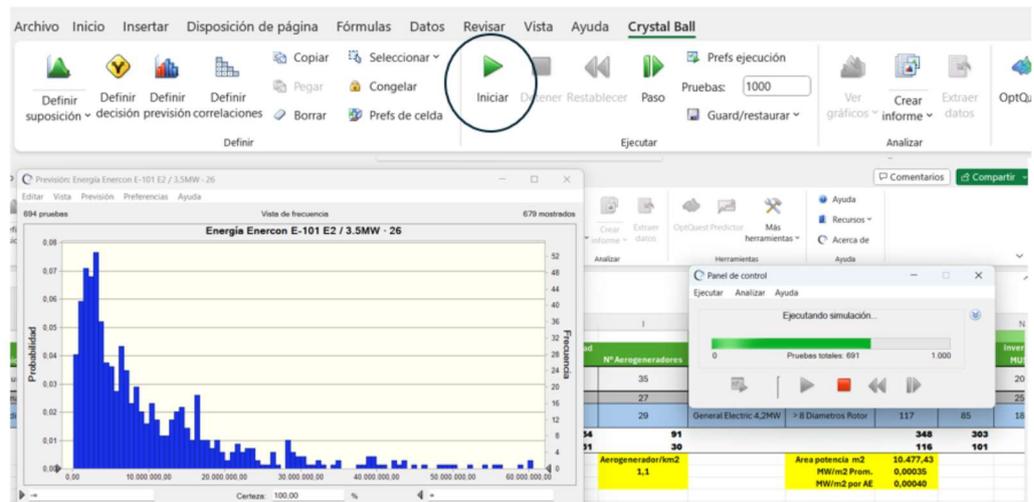


Figura 44. Simulación Estocástica de Energía. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia)

- Resultados: Crystal Ball muestra los resultados en un gráfico de pronósticos, donde se podrá ver el rango completo de posibles resultados y la probabilidad. Mantiene un registro de los resultados de cada escenario.

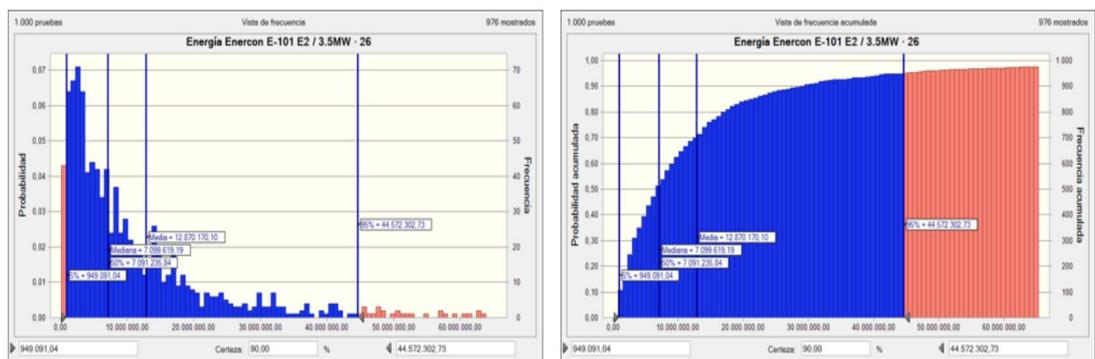


Figura 45. Resultado de simulación estocástica de Energía. Gráfico de probabilidad y acumulativo. (Fuente de datos: Global Wind Turbine/GWA/IRENA Elaboración propia)

Los resultados del estimado de recursos eólicos de la aplicación de este método de estimación a través de simulación de Monte Carlo quedan reflejados en la tabla 12, para los datos descargados de la base de datos IRENA y GWA, para los 4 modelos de aerogeneradores evaluados. El total de los resultados se

presentan en los Anexo de este documento TFM.

Energía - Recurso Eólico					
Base de Datos	Aerogenerador Modelo	Energía Enercon	Energía Enercon	Energía Enercon	Energía
		E-101 E2 / 3.5MW	E-126 EP4 /4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0MW
IRENA	KWh Media	15.061.543,50	19.600.689,54	16.492.385,66	21.055.566,07
	KWh Mediana	8.042.527,56	9.824.062,06	8.991.839,60	11.071.097,52
	FC Hr Media	4.303,30	5.600,20	4.712,11	6.015,88
	%FC media	<b>49,12</b>	<b>63,93</b>	<b>53,79</b>	<b>68,67</b>
	FC Hr Mediana	2.297,87	2.806,87	2.569,10	3.163,17
	%FC Mediana	<b>52,46</b>	<b>64,08</b>	<b>58,66</b>	<b>72,22</b>
GWA	KWh Media	19.705.900,48	26.249.358,21	24.050.840,70	29.652.017,77
	KWh Mediana	17.760.293,17	24.911.167,47	21.151.644,41	27.408.908,79
	FC Hr Media	5.630,26	6.249,85	5.344,63	5.930,40
	% FC Media	<b>64,27</b>	<b>71,35</b>	<b>61,01</b>	<b>67,70</b>
	FC Hr Mediana	5.074,37	5.931,23	4.700,37	5.481,78
	% FC Mediana	<b>57,93</b>	<b>67,71</b>	<b>53,66</b>	<b>62,58</b>

Tabla 12. Resultados de FC con el método de Simulación Estocástica para cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Goba wind turbine/ GWA / IRENA). Elaboración propia

La tabla presenta un resumen de los resultados y las diferencias obtenidas con la simulación de Monte Carlo para la base de datos de IRENA y GWA, en ambos casos la distribuciones de probabilidades resultantes para la Energía generada se ajusta a la distribución continua Lognormal, lo cual es completamente aceptable ya que según el teorema central del límite, que explica el fundamento para la aparición de distribuciones normales o lognormales en la suma y multiplicación de variables aleatorias.

En el caso de obtener distribución lognormal para la energía, se relaciona con la multiplicación de variables aleatorias en este caso Potencia y frecuencia de tiempo de incidencia del viento.

Sobre el resultado del FC, la variación es apreciable de acuerdo con el tipo de Aerogenerador, tamaño y diseño de la turbina, ya que el factor de capacidad depende tanto del tamaño, es decir del diseño de la turbina eólica.

El diámetro del rotor influye en la cantidad de energía extraída del viento, existe una relación directa, cuanto mayor es el diámetro del rotor, mayor es el factor de capacidad.

Por otro lado, la velocidad de rotación de los también afecta que se obtengan diferentes FC, ya que rotores más grandes girarán más rápido que los más pequeños si giran a la misma velocidad.

El uso de la herramienta Crystal Ball (herramienta analítica), permite tomar decisiones proporcionando información basada riesgo, en este caso por las incertidumbres de los datos de entrada, y respaldado en niveles de certeza.

Aplicar esta herramienta en el TFM para calcular la energía y FC permite mitigar incertidumbres y reducir riesgos por errores en las fuentes de datos, bien sea por validación, errores de mediciones, promedios que no representan las mismas condiciones de meteorología en los periodos de medición, o por las diferencias entre los algoritmos que utilizan las herramientas para interpretación de datos o los propios cálculos entre las diferentes bases de datos.

En el próximo capítulo los resultados de esta simulación serán analizados y discutidos en profundidad.

### **6.3. EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO: Escalas Hidrocarburo - Eólico**

Sobre la evaluación del emplazamiento, la ubicación y su distancia relativa de los parques eólicos cercanos y las facilidades de las instalaciones y conexiones de red eléctrica hasta las subestaciones existentes, es fundamental para este estudio.

Se plantea seleccionar dentro de la lista de las concesiones de explotación de hidrocarburos disponibles, los yacimientos más cercanos a los parques eólicos vientos de Hércules y Cañadón León, principalmente por su que son los parques eólicos más recientes (2021- 2023), y esto es una señal de que la infraestructura de vialidad, y de conexión a la red es reciente o ha sido renovada.

Como se muestra señalado en la figura 46, existen 14 áreas de explotación de hidrocarburos entre los dos parques. Este es el primer filtro para la selección del emplazamiento a proponer.

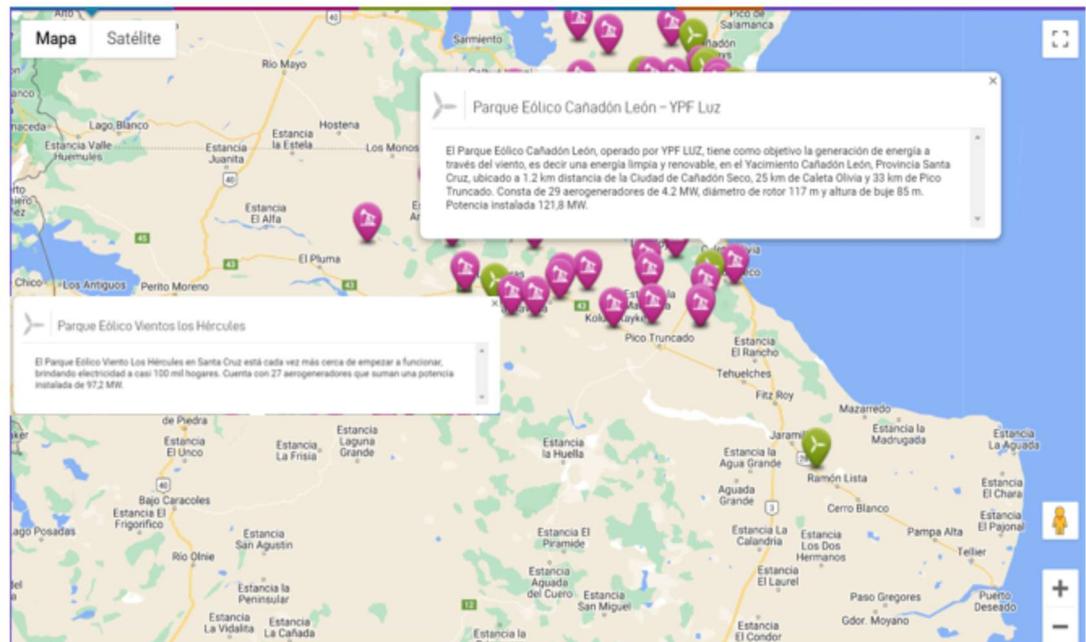


Figura 46. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/)). Elaboración Propia.

Como resultado de analizar cercanía a los parques eólicos se destacan 4 yacimientos dentro de las diferentes concesiones de explotación, tal como se muestra en la figura 47.

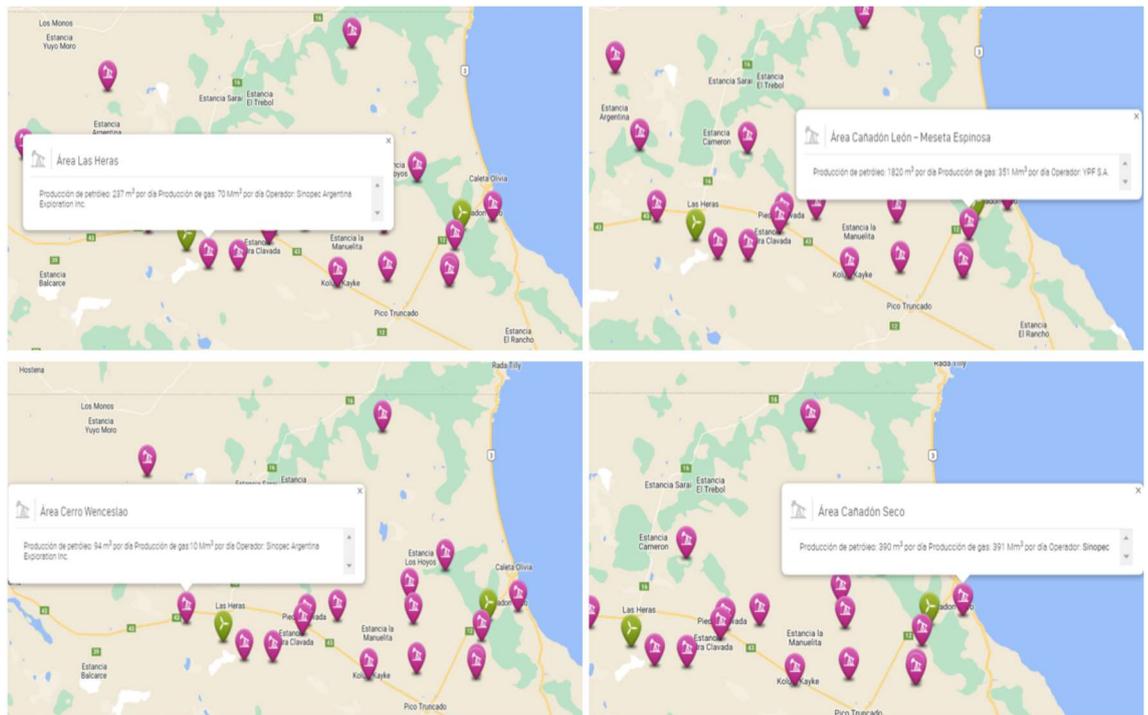


Figura 47. Ubicación de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/)). Elaboración Propia.

Yacimientos de hidrocarburo cercanos a Parque eólico vientos de Hércules, que pertenecen a la concesión Cañadón de la Escondida-Las Heras:

- Yacimiento Las Heras
- Yacimiento Cerro - Wenceslao

Yacimientos de hidrocarburo cercanos a Parque eólico Cañadón León, que pertenecen a la concesión Cañadón León- Meseta Espinoza:

- Yacimiento Cañadón Seco
- Yacimiento Meseta Espinoza

Se reduce las opciones a 4 yacimientos, donde finalmente se realizarán escenarios de desarrollo de energía eólica en función de los resultados de recursos eólicos, área disponible, y distancia entre turbinas recomendado para reducir efecto estela.

Las buenas prácticas de la industria de la energía eólica aplican la siguiente regla, en función de la ubicación de los aerogeneradores en la dirección dominante del viento, según muestra la figura 48. La distancia de 3 diámetros de rotor como separación entre aerogeneradores al mismo nivel y 10 diámetros de rotor como distancia en la línea siguiente paralela, para evitar los efectos de estela.

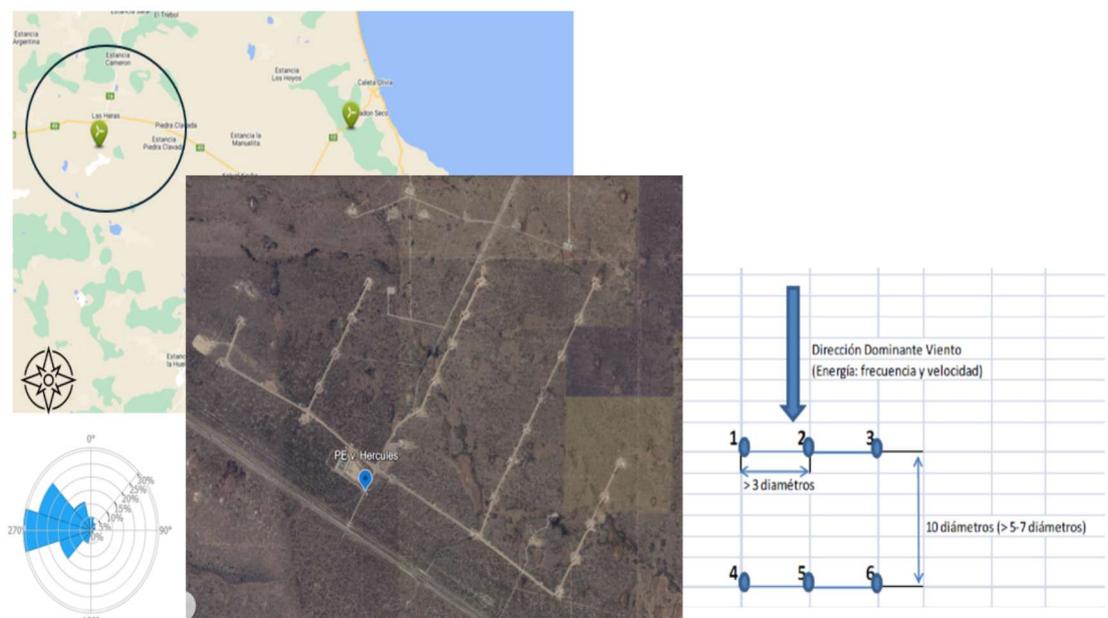


Figura 48. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/)). Elaboración Propia.

Para el caso particular del parque eólico Vientos de Hércules, se puede estimar haciendo uso de la herramienta Google Earth, que cumple con un esquema 3 diámetros entre aerogeneradores al mismo nivel y 10 diámetros de distancia con respecto a los aerogeneradores posicionados en líneas paralelas, con un espacio de por medio en la dirección predominante del viento para asegurar que no se genere el efecto estela o mitigarlo. Tal como se muestra en la figura 49.

Para la propuesta de plan de desarrollo eólico de este TFM se usará el esquema típico de la zona, representado sobre el parque eólico vientos de Hércules.



Figura 49. Mapa de los yacimientos y parques eólicos de Santa Cruz (Fuente de datos: [https://energiasdemipais.educ.ar/edmp\\_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/](https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_infografia/escalas-del-mundo-de-la-energia-2/)). Elaboración Propia

#### 6.4. DIMENSIONAMIENTO – ESCENARIOS DE DESARROLLO PROPUESTO

Tomando en consideración el diámetro del rotor, para cumplir con el arreglo de longitud lateral y paralela de 3 y 10 diámetros respectivamente de separación, en relación con el área disponible se obtiene al número máximo de aerogeneradores que idealmente entrarían siguiendo las mejores prácticas sobre el arreglo para evitar estelas. El resultado se puede apreciar en la tabla

13, que se presenta a continuación:

Número de Aerogeneradores por Km2 y Diámetro de Rotor		Enercon E-101 E2 / 3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128- 5.0 MW
		Diámetro Rotor (m)			
Emplazamiento	Area geografica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	260	206	230	205
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	460	366	408	363
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	212	169	188	168
Yacimiento Meseta Espinoza	140	182	144	161	143
Longitud Lateral	3D	303	381	342	384
Longitud paralela	10D	1010	1270	1140	1280

Tabla 13. Resultados de Número máximo de Aerogeneradores por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia

Los tres parques eólicos existentes ocupan 27 Km2, solo una fracción del área que se está analizando entre los cuatro yacimientos seleccionados, esta fracción representa entre 7 y 19%. En los parques existentes, el número de aerogeneradores por km2 es de 1 en promedio.

	ÁREA KM2	AEROGENERADOR MODELO	DIAMETRO ROTOR (m)	ALTURA BUJE (m)	Aerogeneradores Nº
P.E. Bicentenario I y II	25	Vestas 117 - 4 MW	117	125	35
P.E. LOS HERCULES	37	Senvion 144 - 3,6 MW	114	93	27
PE. CAÑADON LEON	19	General Electric 4,2MW	117	85	29
<b>PROMEDIO</b>	<b>27</b>		<b>116</b>	<b>101</b>	<b>30</b>

Tabla 14. Número máximo de Aerogeneradores por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobal Wind Turbine). Elaboración propia

En base al número de aerogeneradores que serían viables a instalar, es decir considerando que se puede diagramar el 100 del área seleccionada, se plantea en este TFM, escenarios de planes de desarrollo del recurso eólico estimado, suponiendo como criterio de analogía, sobre los 3 parques eólicos existentes, los siguientes escenarios:

Escenario 1, escenario de desarrollo parcial o gradual: Implica ocupar 20 % del área geográfica disponible, tomando el valor máximo contra los proyectos actuales, que corresponde con una transición parcial del área. El número de aerogeneradores para este escenario se presenta en la tabla 15.

Escenario 1: N° Aerogeneradores por Km2 y Diámetro de Rotor		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128- 5.0 MW
		Diámetro Rotor (m)			
Emplazamiento	Area geografica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	52	41	46	41
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	92	73	82	73
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	42	34	38	34
Yacimiento Meseta Espinoza	140	36	29	32	29
Longitud Lateral	3D	303	381	342	384
Longitud paralela	10D	1010	1270	1140	1280

Tabla 15. Número de Aerogeneradores Escenario 1, por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobar Wind Turbine). Elaboración propia

Escenario 2, escenario de desarrollo máximo: Implica ocupar 50% del área geográfica disponible, aprovechando al máximo el área, considerando que la topografía y zonas de los pozos de hidrocarburos sin abandonar representen una restricción para instalar aerogeneradores. Esta suposición corresponde con el escenario de transición total del área del yacimiento de explotación de hidrocarburos.

Escenario 2: N° Aerogeneradores por Km2 y Diámetro de Rotor		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128- 5.0 MW
		Diámetro Rotor (m)			
Emplazamiento	Area geografica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	130	103	115	102
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	230	183	204	182
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	106	84	94	84
Yacimiento Meseta Espinoza	140	91	72	80	72
Longitud Lateral	3D	303	381	342	384
Longitud paralela	10D	1010	1270	1140	1280

Tabla 16. Número de Aerogeneradores Escenario 2, por área disponible y diámetro del rotor cada aerogenerador seleccionado para el estimado de recursos eólicos. (Fuente: Gobar Wind Turbine). Elaboración propia

Para la estimación de recurso eólico y energía a generar de los escenarios planteados, se hace uso de los resultados de la simulación estocástica, con el fin de reducir incertidumbres y riesgos en el modelo del plan de desarrollo de los escenarios. El proceso se muestra en la figura 50 que se presenta a

continuación.

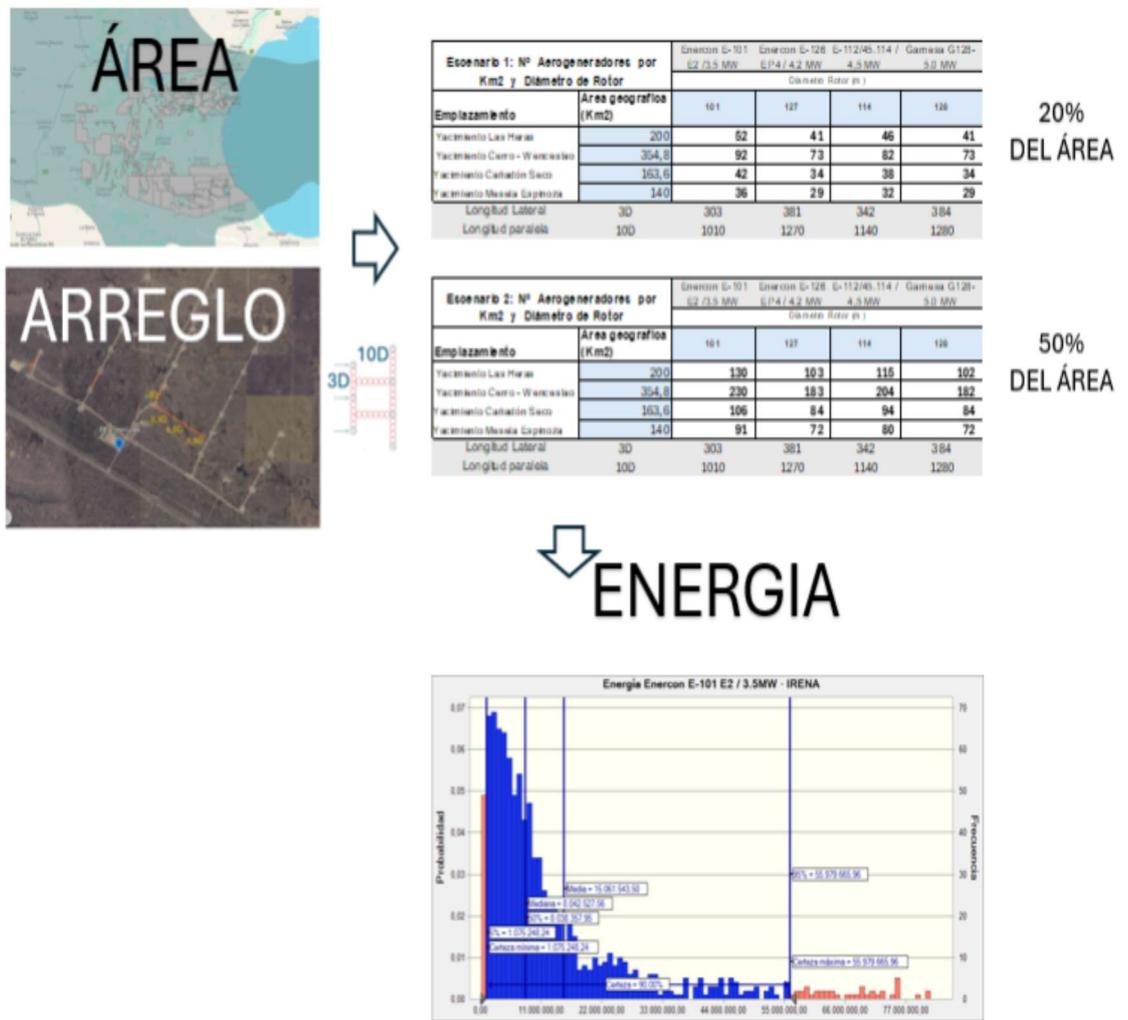


Figura 50. Proceso de Pronóstico de la Energía para los escenarios propuestos. (Fuente de datos: IRENA/GWD/CAMMESA). Elaboración Propia

El resultado de estimar la energía con el método de simulación probabilística de Monte Carlo, para los 4 aerogeneradores y cuatro yacimientos cercanos a los parques eólicos más recientes en funcionamiento de la provincia de Santa Cruz, con los datos descargados de GWA, se muestra en la tabla 17.

DATOS WGA ESCENARIO 1					
Escenario 1: Energía KWh por N° Aerogeneradores		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0 MW
		Díametro Rotor (m)			
Emplazamiento	Área geográfica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	921.987.814	1.028.458.530	972.827.210	1.122.737.426
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	1.635.606.381	1.824.485.432	1.725.795.471	1.991.736.195
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	754.186.031	841.279.077	795.772.658	918.399.215
Yacimiento Meseta Espinoza	140	645.391.469	719.920.971	680.979.047	785.916.199

DATOS WGA ESCENARIO 2					
Escenario 2: Energía KWh por N° Aerogeneradores		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0 MW
		Díametro Rotor (m)			
Emplazamiento	Área geográfica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	2.304.969.534	2.571.146.324	2.432.068.025	2.806.843.566
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	4.089.015.953	4.561.213.579	4.314.488.677	4.979.340.486
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	1.885.465.079	2.103.197.693	1.989.431.645	2.295.998.037
Yacimiento Meseta Espinoza	140	1.613.478.674	1.799.802.427	1.702.447.618	1.964.790.496

Tabla 17. Pronóstico de Energía Escenarios 1 y 2. (Fuente: Goba Wind Atlas). Elaboración propia

Los resultados del cálculo de energía para los datos de IRENA se presentan a continuación en la tabla 18.

DATOS IRENA ESCENARIO 1					
Escenario 1: Energía KWh por N° Aerogeneradores		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0 MW
		Díametro Rotor (m)			
Emplazamiento	Área geográfica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	781.887.969	809.215.239	758.534.004	862.488.625
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	1.387.069.257	1.435.547.834	1.345.639.324	1.530.054.821
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	639.584.359	661.938.066	620.480.816	705.515.695
Yacimiento Meseta Espinoza	140	547.321.578	566.450.667	530.973.803	603.742.038

DATOS IRENA ESCENARIO 2					
Escenario 2: Energía KWh por N° Aerogeneradores		Enercon E-101 E2 /3.5 MW	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	Gamesa G128-5.0 MW
		Díametro Rotor (m)			
Emplazamiento	Área geográfica (Km2)	101	127	114	128
Yacimiento Las Heras	200	1.954.719.922	2.023.038.098	1.896.335.011	2.156.221.563
Yacimiento Cerro - Wenceslao	354,8	3.467.673.142	3.588.869.586	3.364.098.309	3.825.137.052
Yacimiento Cañadón Seco	163,6	1.598.960.896	1.654.845.164	1.551.202.039	1.763.789.238
Yacimiento Meseta Espinoza	140	1.368.303.946	1.416.126.669	1.327.434.508	1.509.355.094

Tabla 18. Pronóstico de Energía Escenarios 1 y 2. (Fuente: IRENA). Elaboración propia

## 6.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la realización de análisis económicos, es necesario la estimación de pronósticos de producción a largo plazo, en este caso hasta el fin de la vida útil de los proyectos eólicos, suponiendo esta vida útil de un plazo de 20 años, como también es necesario datos de costos de aerogeneradores, costos de Balance de Planta (BoP por sus siglas en Ingles), es decir de toda la infraestructura e instalaciones que permiten funcionamiento de cualquier parque eólico ó Balance de Sistema (BoS por sus siglas en Ingles), que se divide en:

- BoP Planta / Subestación (SET)
- BoP Civil / Eléctrico

En este estudio se toma como referencia de las mejores prácticas de la industria para proyecto Onshore, donde el monto de la inversión total de un parque eólico se compone de 70% costo de Aerogeneradores y 30% costo de BoP Planta y BoP Civil (Fuente de datos NREL 2019, presentado en Master Class “Ciclo de Vida de Proyectos Eólicos, experiencia internacional”, dictado por el Dr. Kerman Vazquez).

Uno de los objetivos del TFM plantea analizar la oportunidad de aprovechar los estudios de medio ambiente, infraestructura de vialidad y los caminos existentes hacia los yacimientos, por lo que el costo de hacer estos o reacondicionarlos sería inferior a realizar estas obras. Por lo que el 30% del costo BOP (en este estudio se va a considerar con el 30% del costo del Aerogenerador), considerando las mejores prácticas de la industria, datos aportados por un informe de NREL del 2019. Dentro de la composición de costos BOP lo que corresponde a costos por la vialidad y accesos a las locaciones es de 3,1% y el estudio de impacto ambiental dentro de la ingeniería es inferior a 1%, entonces para evaluar el impacto de aprovechar la infraestructura existente, se realizara un escenario de evaluar económicamente con un costo de 26% de BoP.

Por otro lado, se consideran los costos operativos de mantenimiento para recuperar perdidas de carga, mantenimiento basado en condición (MBC), que se

tratan como reacondicionamiento de aerogeneradores, reparaciones mayores si el equipo lo requiere. Esto se hace de forma periódica cada 5 años y se establece para este estudio un 5% de la inversión total original del parque eólico, este monto impacta en la evaluación en el año 5, 10 y 15.

Además, se requiere para la evaluación económica de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista de Argentina, donde la energía eléctrica proveniente de fuentes eólicas se vende y se integra al mercado mayorista de energía a través de un proceso regulado.

La electricidad generada en los parques eólicos se despacha y transporta al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a través del Sistema Argentino de Interconexión (SAIDI), y se comercializa principalmente a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), una sociedad con participación estatal, que es la responsable de administrar y coordinar el funcionamiento del mercado mayorista de energía.

CAMMESA se encarga de la programación, despacho y liquidación de la energía eléctrica generada por todas las fuentes, incluyendo la eólica.

Los reportes de esta entidad indican que construir un parque eólico en Argentina cuesta alrededor de US\$1,5 millones por megavatio (MW) instalado. El precio promedio de generación eólica es de US\$ 60 por megavatio-hora (MWh), mientras que el precio promedio de venta de electricidad del sistema es de US\$75.

El procedimiento para realizar la evaluación económica en este TFM, se simplificará a una estimación de ingresos y estimación de EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization), que es un indicador financiero ampliamente utilizado en la gestión interna financiera de las empresas y para la evaluación preliminar de proyectos. El indicador EBITDA mide los ingresos antes de deducir intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones, y que permite medir el rendimiento operativo de las inversiones.

El Cálculo del EBITDA, se realiza de la siguiente manera:

**EBITDA= Ingresos Operativos (Energía Generada MWha x Precio de energía USD / MWha) - Gastos Operativos USD – Inversiones USD**

Un EBITDA alto puede indicar eficiencia operativa y capacidad para generar efectivo.

La evaluación económica para los dos escenarios planteados requiere de hacer estimaciones para los 4 Yacimientos, y el número de aerogeneradores resultantes del arreglo de separación por diámetros de rotor para los 4 equipos aerogeneradores seleccionados para analizar los recursos.

El cálculo de la economía requiere en primer lugar requiere de estimar los pronósticos de generación de energía para un periodo de 20 años, considerando que es el plazo de vida útil de los parques eólicos. Obtener este pronóstico requiere de estimar las pérdidas del factor de carga (FC) en el tiempo, el procedimiento propuesto en este TFM es hacer uso de los pronósticos de Energía obtenidos a través de la simulación de Monte Carlo, analizar los pronósticos de distribución probabilísticas en los rangos de resultados mínimos (Percentil P10), más probables (Percentil P50) y máximo (Percentil P90).

Para obtener rangos de variación de FC, es decir establecer el declino de la generación de energía, en este TFM la pérdida por factores de carga se realiza entre los valores de factores de carga más probables y mínimos obtenidos de la simulación de Monte Carlo, ya que la evaluación económica de los recursos eólicos se realiza con el pronóstico de P50 o valores más probables, y para cumplir con los requerimientos de certeza razonable de los pronósticos, el pronóstico de producción de energía eléctrica a 20 años debe ser estimado de forma conservadora, según lo que establecen los sistemas de gestión de recursos UNFCC y PRMS.

Como criterio para la obtención de los pronósticos de producción de energía eólica para la evaluación económica de los escenarios de desarrollo propuestos, se establece un factor que aplica al delta entre P10 y P50 de los valores anuales.

Los gráficos 5 y 6, muestra el resultado de la simulación de Montecarlo para los cálculos de Energía KWh, para las dos bases de datos y los 4 aerogeneradores seleccionados. Representadas las tres franjas de P10 – P50- P90, respectivamente mínimo-más probable y máximo.

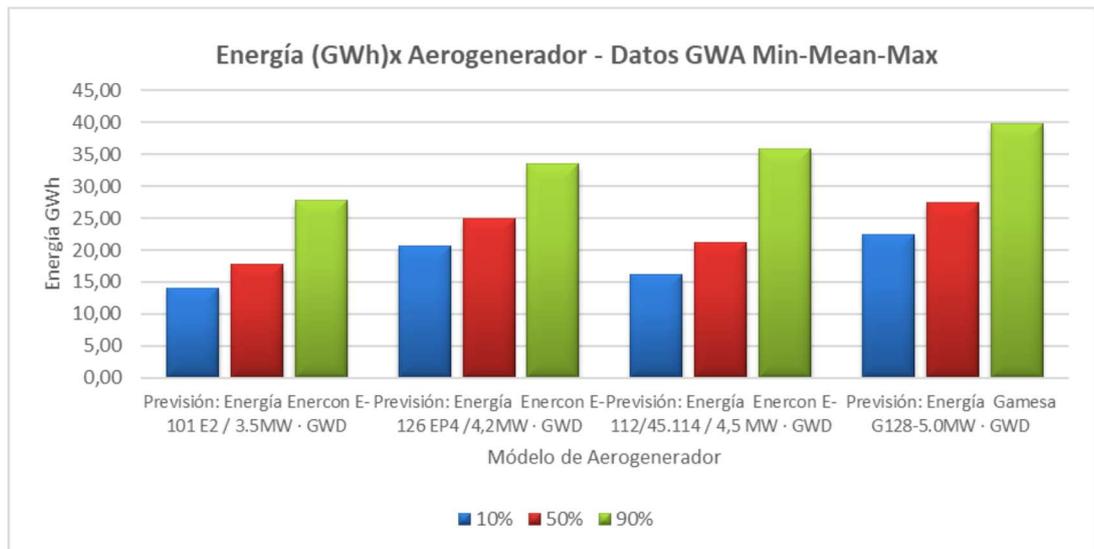


Gráfico 5. Rango de valores mínimo-más probable- máximo de las curvas de distribución probabilísticas de la Energía. (Fuente de datos: GWA). Elaboración Propia

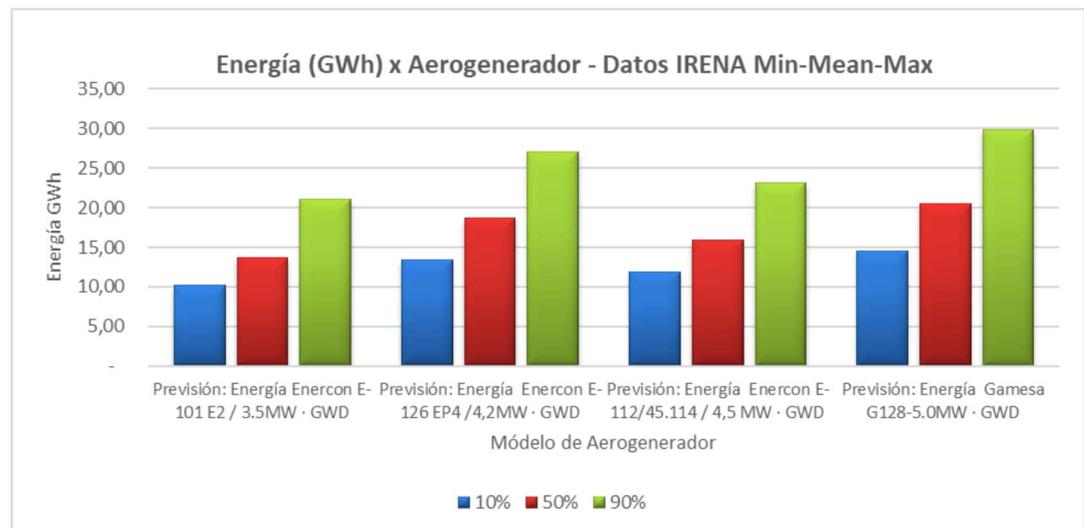


Gráfico 6. Rango de valores mínimo-más probable- máximo de las curvas de distribución probabilísticas de la Energía. (Fuente de datos: IRENA). Elaboración Propia

Resultado de obtener los rangos de Energía KWh Mínima- Más probable y Máxima, a continuación, en la tabla 19, se presenta el resultado de los FC estimados de las distribuciones probabilísticas de la simulación de Monte Carlo, para los diferentes modelos de aerogeneradores.

			Enercon E- 101 E2 3.5MW	Enercon E- 126 EP4 4,2MW	Enercon E- 112/45.114 4,5 MW	Gamesa G128 5.0MW
<b>GWD</b>	MIN	FC Hr	4.604,06	5.355,59	4.584,07	3.222,84
	MEDIA		4.910,82	5.625,32	4.802,75	6.089,81
	MAX		5.221,76	5.914,96	5.025,39	8.822,06
	MIN	FC%	53%	61%	52%	37%
	MEDIA		56%	64%	55%	70%
	MAX		60%	68%	57%	100%
<b>IRENA</b>	MIN	FC Hr	2.909,37	3.175,98	2.647,87	2.901,65
	MEDIA		3.905,69	4.437,62	3.527,24	4.110,35
	MAX		6.012,17	6.437,46	5.131,93	5.970,75
	MIN	FC%	33%	36%	30%	33%
	MEDIA		45%	51%	40%	47%
	MAX		69%	73%	59%	68%

Tabla 19. Resultados de FC para las distribuciones Log normal de energía. (Fuente: IRENA, GWA).  
 Elaboración propia

La reducción de FC promedio entre la distribución de los valores mínimos y la mediana es de 10% para los datos de WGA y 12% para los datos de IRENA, con este factor de declino aplicado a los valores de energía se generan los pronósticos de energía a 20 años. Si bien no son los valores que se suelen aplicar como mejores prácticas de la industria eólica en España, factor de pérdida sobre el FC (rango de entre 3-5%), para efectos de este TFM, se van a respetar los criterios de certeza razonable que se recomiendan en los sistemas de gestión de evaluación de recursos renovables como son el UNFCC, y el PRMS para recursos de hidrocarburos.

Por otro lado, declinar el factor de carga de los parques eólicos en Argentina a valores más elevados de los usados en el contexto Europeo tiene una razón técnica que lo soporta y es la elevada velocidad de vientos de Argentina y más en la zona de estudio, los largos periodos de vientos continuos, así como la rafagosidad. Esto hace que los componentes de los Aerogeneradores reporten alta tasa de averías, daños mecánicos, debido al desgaste de los componentes, problemas en la caja de engranajes y rodamientos.

Realizar esta previsión del pronóstico de recursos eólicos a 20 años considerando que va a declinar hasta el valor de P10, asegura que se está evaluando el proyecto en la franja de 90% de probabilidad de alcanzar valores mayores o iguales a estos. Por lo que, si en estas condiciones resulta positivo el análisis económico, el proyecto tiene una certeza razonable de tener éxito técnico y económico superior al 90%. Es decir, es una manera de mitigar las incertidumbres de los pronósticos y reducir al máximo los riesgos, porque se trabaja dentro de la franja de volúmenes de Energía KWh comprobados.

La tabla 20 hasta 22, muestra el resultado de los pronósticos anuales de energía eólica en función de la distribución de probabilidades y el declino del FC para los escenarios mínimo- más probable- máximo respectivamente.

**Perfiles de Energía Mediana - P10**

		KWh Mediana- IRENA			
		E-101 E2 / 3.5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW
Declino		0,04	0,03	0,02	0,33
Declino		0,96	0,97	0,98	0,67
A ñ o s	1	17760293,17	24911167,47	21151644,41	27408908,79
	2	17.138.356,20	24.038.818,35	20.410.947,76	26.449.092,79
	3	16.538.198,47	23.197.017,51	19.696.189,12	25.522.888,00
	4	15.959.057,30	22.384.695,18	19.006.460,18	24.629.117,41
	5	15.400.196,72	21.600.819,07	18.340.884,44	23.766.645,24
	6	14.860.906,54	20.844.393,05	17.698.616,10	22.934.375,46
	7	14.340.501,44	20.114.455,85	17.078.838,96	22.131.250,43
	8	13.838.320,09	19.410.079,88	16.480.765,43	21.356.249,56
	9	13.353.724,32	18.730.370,03	15.903.635,47	20.608.387,96
	10	12.886.098,33	18.074.462,53	15.346.715,67	19.886.715,29
	11	12.434.847,84	17.441.523,85	14.809.298,32	19.190.314,43
	12	11.999.399,42	16.830.749,67	14.290.700,45	18.518.300,41
	13	11.579.199,71	16.241.363,82	13.790.263,05	17.869.819,24
	14	11.173.714,71	15.672.617,32	13.307.350,17	17.244.046,85
	15	10.782.429,15	15.123.787,41	12.841.348,12	16.640.188,00
	16	10.404.845,79	14.594.176,65	12.391.664,71	16.057.475,31
	17	10.040.484,78	14.083.112,00	11.957.728,50	15.495.168,29
	18	9.688.883,12	13.589.944,01	11.538.988,03	14.952.552,36
	19	9.349.593,98	13.114.045,98	11.134.911,19	14.428.937,97
	20	9.022.186,20	12.654.813,13	10.744.984,46	13.923.659,72

**Perfiles de Energía Mediana - P10**

		KWh Mediana- GWD			
		E-101 E2 / 3.5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW
Declino		0,11	0,14	0,10	0,14
Declino		0,89	0,86	0,90	0,86
A ñ o s	1	16.085.055,12	19.648.124,12	17.983.679,20	22.142.195,04
	2	14.255.631,64	17.413.457,25	15.938.316,92	19.623.866,61
	3	12.634.276,46	15.432.948,80	14.125.582,61	17.391.958,65
	4	11.197.325,09	13.677.692,21	12.519.018,48	15.413.895,33
	5	9.923.804,46	12.122.068,61	11.095.175,90	13.660.805,77
	6	8.795.126,89	10.743.372,87	9.833.273,14	12.107.102,74
	7	7.794.818,74	9.521.482,21	8.714.892,09	10.730.109,13
	8	6.908.280,00	8.438.562,50	7.723.709,40	9.509.727,02
	9	6.122.571,18	7.478.807,98	6.845.258,24	8.428.144,28
	10	5.426.224,46	6.628.210,52	6.066.717,16	7.469.574,66
	11	4.809.076,28	5.874.355,23	5.376.722,95	6.620.027,35
	12	4.262.119,06	5.206.239,18	4.765.204,80	5.867.102,77
	13	3.777.369,66	4.614.110,89	4.223.237,27	5.199.811,57
	14	3.347.752,93	4.089.327,93	3.742.910,07	4.608.414,32
	15	2.966.998,39	3.624.230,83	3.317.212,58	4.084.279,26
	16	2.629.548,72	3.212.031,24	2.939.931,52	3.619.756,36
	17	2.330.478,67	2.846.712,92	2.605.560,29	3.208.065,68
	18	2.065.423,17	2.522.943,84	2.309.218,55	2.843.198,38
	19	1.830.513,58	2.235.998,43	2.046.581,05	2.519.829,02
	20	1.622.321,29	1.981.688,58	1.813.814,46	2.233.237,88

Tabla 20. Pronósticos anuales mínimo de Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA).  
Elaboración propia

Perfiles de Energía Mediana- P50

		KWh Mediana - IRENA			
		E-101 E2 / 3,5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW
Declino		0,04	0,03	0,02	0,33
Factor de Declino		0,965	0,969	0,975	0,673
A ñ o s	1	17760293,17	24911167,47	21151644,41	27408908,79
	2	17.138.356,20	24.038.818,35	20.410.947,76	26.449.092,79
	3	16.538.198,47	23.197.017,51	19.696.189,12	25.522.888,00
	4	15.959.057,30	22.384.695,18	19.006.460,18	24.629.117,41
	5	15.400.196,72	21.600.819,07	18.340.884,44	23.766.645,24
	6	14.860.906,54	20.844.393,05	17.698.616,10	22.934.375,46
	7	14.340.501,44	20.114.455,85	17.078.838,96	22.131.250,43
	8	13.838.320,09	19.410.079,88	16.480.765,43	21.356.249,56
	9	13.353.724,32	18.730.370,03	15.903.635,47	20.608.387,96
	10	12.886.098,33	18.074.462,53	15.346.715,67	19.886.715,29
	11	12.434.847,84	17.441.523,85	14.809.298,32	19.190.314,43
	12	11.999.399,42	16.830.749,67	14.290.700,45	18.518.300,41
	13	11.579.199,71	16.241.363,82	13.790.263,05	17.869.819,24
	14	11.173.714,71	15.672.617,32	13.307.350,17	17.244.046,85
	15	10.782.429,15	15.123.787,41	12.841.348,12	16.640.188,00
	16	10.404.845,79	14.594.176,65	12.391.664,71	16.057.475,31
	17	10.040.484,78	14.083.112,00	11.957.728,50	15.495.168,29
	18	9.688.883,12	13.589.944,01	11.538.988,03	14.952.552,36
	19	9.349.593,98	13.114.045,98	11.134.911,19	14.428.937,97
	20	9.022.186,20	12.654.813,13	10.744.984,46	13.923.659,72

Perfiles de Energía Mediana - P50

		KWh Mediana - GWD			
		E-101 E2 / 3,5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW
Declino		0,11	0,14	0,10	0,14
Factor de Declino		0,89	0,86	0,90	0,86
A ñ o s	1	16.085.055,12	19.648.124,12	17.983.679,20	22.142.195,04
	2	14.255.631,64	17.413.457,25	15.938.316,92	19.623.866,61
	3	12.634.276,46	15.432.948,80	14.125.582,61	17.391.958,65
	4	11.197.325,09	13.677.692,21	12.519.018,48	15.413.895,33
	5	9.923.804,46	12.122.068,61	11.095.175,90	13.660.805,77
	6	8.795.126,89	10.743.372,87	9.833.273,14	12.107.102,74
	7	7.794.818,74	9.521.482,21	8.714.892,09	10.730.109,13
	8	6.908.280,00	8.438.562,50	7.723.709,40	9.509.727,02
	9	6.122.571,18	7.478.807,98	6.845.258,24	8.428.144,28
	10	5.426.224,46	6.628.210,52	6.066.717,16	7.469.574,66
	11	4.809.076,28	5.874.355,23	5.376.722,95	6.620.027,35
	12	4.262.119,06	5.206.239,18	4.765.204,80	5.867.102,77
	13	3.777.369,66	4.614.110,89	4.223.237,27	5.199.811,57
	14	3.347.752,93	4.089.327,93	3.742.910,07	4.608.414,32
	15	2.966.998,39	3.624.230,83	3.317.212,58	4.084.279,26
	16	2.629.548,72	3.212.031,24	2.939.931,52	3.619.756,36
	17	2.330.478,67	2.846.712,92	2.605.560,29	3.208.065,68
	18	2.065.423,17	2.522.943,84	2.309.218,55	2.843.198,38
	19	1.830.513,58	2.235.998,43	2.046.581,05	2.519.829,02
	20	1.622.321,29	1.981.688,58	1.813.814,46	2.233.237,88

Tabla 21. Pronósticos anuales más probable de Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA).  
Elaboración propia

KWh - IRENA					
	E-101 E2 / 3.5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW	
Declino	0,04	0,03	0,02	0,33	
Factor de Declino	0,96	0,97	0,98	0,67	
A ñ o s	1	16.085.055,12	19.648.124,12	17.983.679,20	22.142.195,04
	2	15.521.782,30	18.960.078,34	17.353.919,61	21.366.810,90
	3	14.978.234,39	18.296.126,82	16.746.213,19	20.618.579,46
	4	14.453.720,66	17.655.425,82	16.159.787,68	19.896.549,89
	5	13.947.574,55	17.037.161,13	15.593.897,84	19.199.804,64
	6	13.459.152,87	16.440.547,09	15.047.824,56	18.527.458,29
	7	12.987.834,93	15.864.825,51	14.520.873,89	17.878.656,43
	8	12.533.021,79	15.309.264,78	14.012.376,19	17.252.574,57
	9	12.094.135,48	14.773.158,89	13.521.685,26	16.648.417,09
	10	11.670.618,26	14.255.826,57	13.048.177,54	16.065.416,24
	11	11.261.931,94	13.756.610,40	12.591.251,30	15.502.831,14
	12	10.867.557,15	13.274.875,98	12.150.325,88	14.959.946,87
	13	10.486.992,74	12.810.011,12	11.724.840,96	14.436.073,54
	14	10.119.755,08	12.361.425,09	11.314.255,85	13.930.545,41
	15	9.765.377,50	11.928.547,82	10.918.048,76	13.442.720,06
	16	9.423.409,65	11.510.829,21	10.535.716,21	12.971.977,57
	17	9.093.416,96	11.107.738,44	10.166.772,34	12.517.719,73
	18	8.774.980,09	10.718.763,27	9.810.748,28	12.079.369,27
	19	8.467.694,37	10.343.409,38	9.467.191,62	11.656.369,14
	20	8.171.169,30	9.981.199,78	9.135.665,76	11.248.181,80

KWh Mediana - GWD					
	E-101 E2 / 3.5MW	E-126 EP4 / 4,2MW	E-112/45.114 / 4,5 MW	G128-5.0MW	
Declino	0,11	0,14	0,10	0,14	
Factor de Declino	0,89	0,86	0,90	0,86	
A ñ o s	1	16.085.055,12	19.648.124,12	17.983.679,20	22.142.195,04
	2	14.255.631,64	17.413.457,25	15.938.316,92	19.623.866,61
	3	12.634.276,46	15.432.948,80	14.125.582,61	17.391.958,65
	4	11.197.325,09	13.677.692,21	12.519.018,48	15.413.895,33
	5	9.923.804,46	12.122.068,61	11.095.175,90	13.660.805,77
	6	8.795.126,89	10.743.372,87	9.833.273,14	12.107.102,74
	7	7.794.818,74	9.521.482,21	8.714.892,09	10.730.109,13
	8	6.908.280,00	8.438.562,50	7.723.709,40	9.509.727,02
	9	6.122.571,18	7.478.807,98	6.845.258,24	8.428.144,28
	10	5.426.224,46	6.628.210,52	6.066.717,16	7.469.574,66
	11	4.809.076,28	5.874.355,23	5.376.722,95	6.620.027,35
	12	4.262.119,06	5.206.239,18	4.765.204,80	5.867.102,77
	13	3.777.369,66	4.614.110,89	4.223.237,27	5.199.811,57
	14	3.347.752,93	4.089.327,93	3.742.910,07	4.608.414,32
	15	2.966.998,39	3.624.230,83	3.317.212,58	4.084.279,26
	16	2.629.548,72	3.212.031,24	2.939.931,52	3.619.756,36
	17	2.330.478,67	2.846.712,92	2.605.560,29	3.208.065,68
	18	2.065.423,17	2.522.943,84	2.309.218,55	2.843.198,38
	19	1.830.513,58	2.235.998,43	2.046.581,05	2.519.829,02
	20	1.622.321,29	1.981.688,58	1.813.814,46	2.233.237,88

Tabla 22. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh declinados por FC. (Fuente: IRENA, GWA).  
Elaboración propia.

Después de establecer los pronósticos anuales declinados por FC para cada modelo de aerogenerador, y haciendo uso del número de aerogeneradores para los escenarios de transición gradual y transición total, se pueden pronosticar la producción de energía esperada para el desarrollo de los 4 yacimientos según los arreglos y distanciamientos óptimos.

Para la evaluación de la economía para el análisis de la clasificación y

categorización de los recursos, la UNFC y el PRMS (Petroleum Resources Management System), establecen que la evaluación de la economía del pronóstico más probable, o del percentil P50, debe arrojar resultados con indicadores favorables para demostrar chance de comercialidad, por lo que se realizara en este TFM los pronósticos de evaluación con el pronóstico de mediana – más probable – P50.

Para obtener los pronósticos de producción para la evaluación económica de cada área de Reservas para los 4 modelos de aerogenerados, considerando el número de aerogeneradores para los escenarios establecidos de transición o desarrollo gradual y total del 20 y 50%, con las tablas antes presentadas 14 y 15 y los resultados de energía ( tabla 21) pronóstico de energía más probable para un solo aerogenerador se hacen los cálculos para obtener los volúmenes de energía a desarrollar a futuro, multiplicando la energía por el volumen de aerogeneradores.

Se muestran a continuación en la tabla 23 y 24, resultados para un solo tipo de aerogenerador y un área en los escenarios de desarrollo gradual y total respectivamente. El resto de las tablas con resultados se adjuntan en los anexos de este TFM.

KWh Mediana - IRENA - Escenario 1						
Yacimiento	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza		
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW					
N° Aero	52	92	42	36		
A ñ o s	1	921.987.813,53	2.294.154.948,61	898.198.841,59	996.012.608,01	
	2	889.701.279,72	2.213.817.323,51	866.745.359,40	961.133.844,67	
	3	858.545.368,52	2.136.292.993,12	836.393.327,69	927.476.479,67	
	4	828.480.487,33	2.061.483.440,39	807.104.175,43	894.997.741,57	
	5	799.468.430,04	1.989.293.598,16	778.840.682,28	863.656.356,78	
	6	771.472.328,45	1.919.631.728,37	751.566.931,32	833.412.496,98	
	7	744.456.605,41	1.852.409.305,47	725.248.263,34	804.227.728,63	
	8	718.386.929,64	1.787.540.903,97	699.851.232,89	776.064.964,03	
	9	693.230.172,08	1.724.944.089,79	675.343.565,70	748.888.414,26	
	10	668.954.363,81	1.664.539.315,61	651.694.117,68	722.663.543,66	
	11	645.528.655,39	1.606.249.819,69	628.872.835,38	697.357.025,95	
	12	622.923.277,70	1.550.001.528,39	606.850.717,78	672.936.701,87	
	13	601.109.504,05	1.495.722.961,99	585.599.779,39	649.371.538,37	
	14	580.059.613,76	1.443.345.143,89	565.093.014,77	626.631.589,07	
	15	559.746.856,85	1.392.801.512,94	545.304.364,14	604.687.956,31	
	16	540.145.420,09	1.344.027.838,84	526.208.680,30	583.512.754,36	
	17	521.230.394,19	1.296.962.140,55	507.781.696,67	563.079.074,01	
	18	502.977.742,15	1.251.544.607,49	489.999.996,44	543.360.948,35	
	19	485.364.268,70	1.207.717.523,56	472.840.982,81	524.333.319,82	
	20	468.367.590,82	1.165.425.193,79	456.282.850,31	505.972.008,30	

Tabla 23. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh Aerogenerador Enercon E-101 E2/3.5 declinado por FC para el Escenario 1. Afectado por el número de aerogeneradores óptimos. (Fuente:IRENA, GWA). Elaboración propia

KWh Mediana - GWD - Escenario 1						
Yacimiento	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza		
Aerogenerador	Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW					
N° Aero	41	73	34	29		
A ñ o s	1	664.072.133,93	1.439.021.927,09	607.329.747,26	639.898.975,67	
	2	588.544.313,32	1.275.355.686,02	538.255.485,81	567.120.473,80	
	3	521.606.601,22	1.130.303.920,50	477.037.341,43	502.619.388,42	
	4	462.282.007,12	1.001.749.525,02	422.781.803,66	445.454.292,85	
	5	409.704.657,88	887.816.181,71	374.696.984,88	394.790.832,97	
	6	363.107.159,93	786.840.974,53	332.081.062,28	349.889.549,38	
	7	321.809.398,69	697.350.118,15	294.312.034,47	310.095.084,64	
	8	285.208.611,98	618.037.447,23	260.838.642,94	274.826.617,97	
	9	252.770.592,40	547.745.352,36	231.172.326,25	243.569.387,86	
	10	224.021.890,29	485.447.884,06	204.880.089,17	215.867.178,88	
	11	198.542.903,48	430.235.778,59	181.578.182,90	191.315.662,97	
	12	175.961.752,99	381.303.186,72	160.926.504,08	169.556.498,07	
	13	155.948.855,24	337.935.911,97	142.623.630,78	150.272.097,90	
	14	138.212.111,65	299.500.986,56	126.402.423,10	133.180.996,69	
	15	122.492.645,29	265.437.432,88	112.026.124,13	118.033.740,98	
	16	108.561.022,40	235.248.075,75	99.284.904,35	104.609.248,73	
	17	96.213.903,76	208.492.285,89	87.992.799,08	92.711.562,55	
	18	85.271.076,78	184.779.548,73	77.984.994,20	82.167.089,84	
	19	75.572.825,25	163.763.764,61	69.115.420,62	72.821.868,28	
	20	66.977.598,17	145.138.197,29	61.254.622,34	64.539.519,54	

Tabla 24. Pronósticos anuales de máxima Energía KWh Aerogenerador Enercon E-126 EP4/4.2 declinado por FC para el Escenario 2. Afectado por el número de aerogeneradores óptimos. (Fuente:IRENA, GWA). Elaboración propia

Finalmente son estos volúmenes de energía pronosticados a 20 años, afectados por el número de aerogeneradores que se proponen instalar en el área de estudio se usan para generar los ingresos, que serán restados a las

inversiones, costos, y gastos, para obtener el EBITDA en las evaluaciones económicas

En cuanto a las inversiones, estas se estimaron en base a la potencia nominal potencialmente viable a instalar, según el número de aerogeneradores previsto para los escenarios propuestos, considerando que en Argentina las inversiones en parques Aerogeneradores es de 1,5 MUSD/MW (fuente informe Mater 2024/01 / CAMMESA/ [Cañadón León, el tercer parque eólico de YPF Luz. \(youtube.com\)](#)). Las inversiones se detallan en la tabla 25.

Escenario 1: Desarrollar el 20% del área geografica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD
Yacimiento:												
Las Heras	52	218	327	41	173	260	46	207	310	41	205	307
Cerro - Wenceslao	92	387	580	73	308	461	82	367	551	73	363	545
Cañadón Seco	42	178	268	34	142	213	38	169	254	34	168	251
Meseta Espinoza	36	153	229	29	121	182	32	145	217	29	143	215
Escenario 2: Desarrollar el 50% del área geografica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD	N° Aero	Potencia MW	Inversión MUSD
Yacimiento:												
Las Heras	130	545	818	103	433	650	115	517	776	102	512	768
Cerro - Wenceslao	230	967	1.450	183	769	1.154	204	918	1.377	182	908	1.363
Cañadón Seco	106	446	669	84	355	532	94	423	635	84	419	628
Meseta Espinoza	91	382	572	72	303	455	80	362	543	72	358	538

Tabla 25. Inversiones para evaluación económica. Escenarios 1 y 2. (Fuente: Global wind turbine).  
 Elaboración propia.

Adicionalmente se consideraron costos fijos y operativos de 5% de la inversión inicial cada 5 años.

Para el cálculo de los ingresos se toma de dato 75 USD/MWh (fuente informe Mater 2024/01 / CAMMESA).

A continuación, en las tablas 26 y 27 se presentan los principales indicadores que resultan de las evaluaciones económicas para los escenarios 1 y 2 para un solo modelo de aerogenerador con los datos de GWA.

Escenario 1 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	182.067,02	322.986,90	148.930,83	127.446,92
OPEX ( KUSD)	36.413,40	48.448,03	22.339,62	27.310,05
C. Fijos ( KUSD)	10.924,02	14.534,41	6.701,89	8.193,02
C. Variables (KUSD)	21.848,04	29.068,82	13.403,77	16.386,03
Otros Gastos ( KUSD)	79.121,13	139.876,40	64.497,69	55.439,41
Precio (KUSD/MWha)	0,08	0,08	0,08	0,08
Generación Eléctrica (MWh/año)	5.316.882,06	11.521.504,19	4.862.575,12	5.123.340,09
Ingresos (KUSD)	398.766,15	864.112,81	364.693,13	384.250,51
EBITDA	102.257,00	354.254,92	129.595,19	174.873,43
EBITDA -CUM	102.256,00	354.253,92	129.594,19	174.872,43
LCOE(USD/KWh)	0,06	0,04	0,05	0,04
Tiempo repago (años)	9,00	6,00	7,00	5,00

Tabla 26. Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW, declinado por FC para el Escenario 1. (Fuente: GWA). Elaboración propia.

Escenario 2 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	455.167,56	807.467,25	372.327,06	318.617,29
OPEX ( KUSD)	68.275,13	121.120,09	55.849,06	68.275,13
C. Fijos ( KUSD)	-	36.336,03	16.754,72	20.482,54
C. Variables (KUSD)	40.965,08	72.672,05	33.509,44	40.965,08
Otros Gastos ( KUSD)	195.071,81	349.691,00	161.244,21	138.598,52
Precio (KUSD/MWha)	0,08	0,08	0,08	0,08
Generación Eléctrica (MWh/año)	13.292.205,15	28.803.760,46	12.156.437,81	12.808.350,22
Ingresos (KUSD)	996.915,39	2.160.282,03	911.732,84	960.626,27
EBITDA	278.400,88	885.637,30	323.987,97	437.183,57
EBITDA -CUM	278.399,88	885.636,30	323.986,97	437.182,57
LCOE(USD/KWh)	0,05	0,04	0,05	0,04
Tiempo repago (años)	9,00	6,00	7,00	5,00

Tabla 27. Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW, declinado por FC para el Escenario 2. (Fuente: GWA). Elaboración propia.

Las tablas con todos los resultados de las diferentes evaluaciones para cada escenario y por cada modelo de aerogenerador se encuentra en los Anexos de este TFM.

Finalmente, el resultado de la evaluación de los pronósticos de P50, o más probable, indica que existe para los 4 aerogeneradores en los 4 yacimientos evaluaciones económicas positivas, con plazos de recuperación de la inversión mínimo de 4 años y máximo de 13 años. Estos resultados serán discutidos en detalle en el capítulo de análisis de Resultados de este TFM.

El resultado de la evaluación económica para el escenario 1, con los datos de GWA, se resume en los gráficos 7 y 8, a continuación.

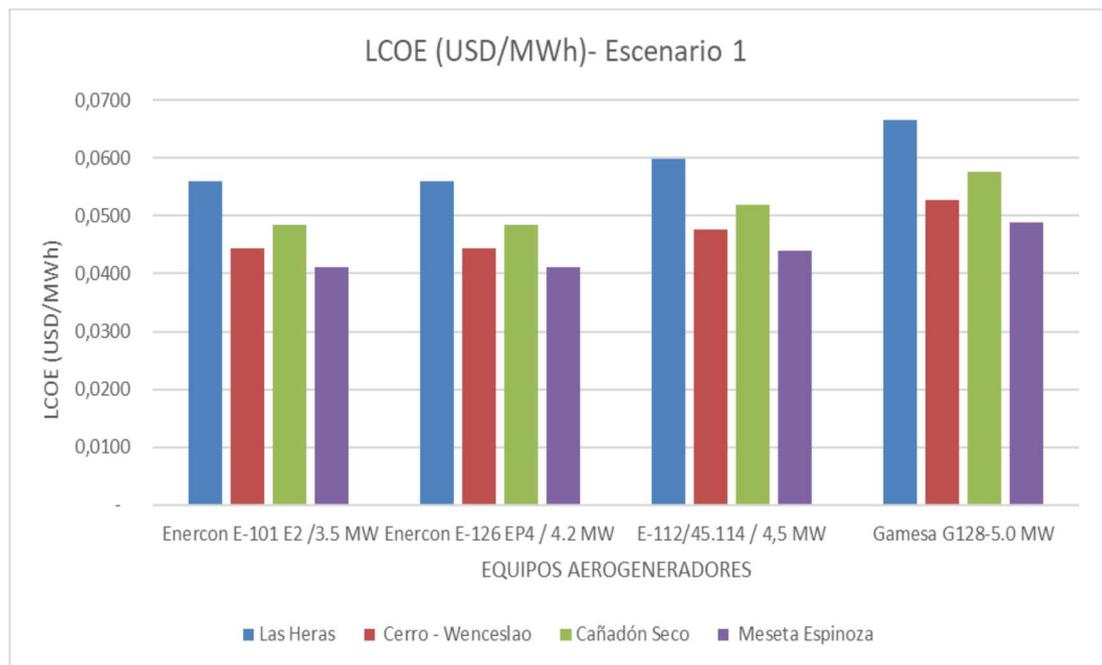


Gráfico 7. Resultado LCOE evaluación económica escenario 1. (Fuente: GWA / CAMMESA).  
 Elaboración propia.

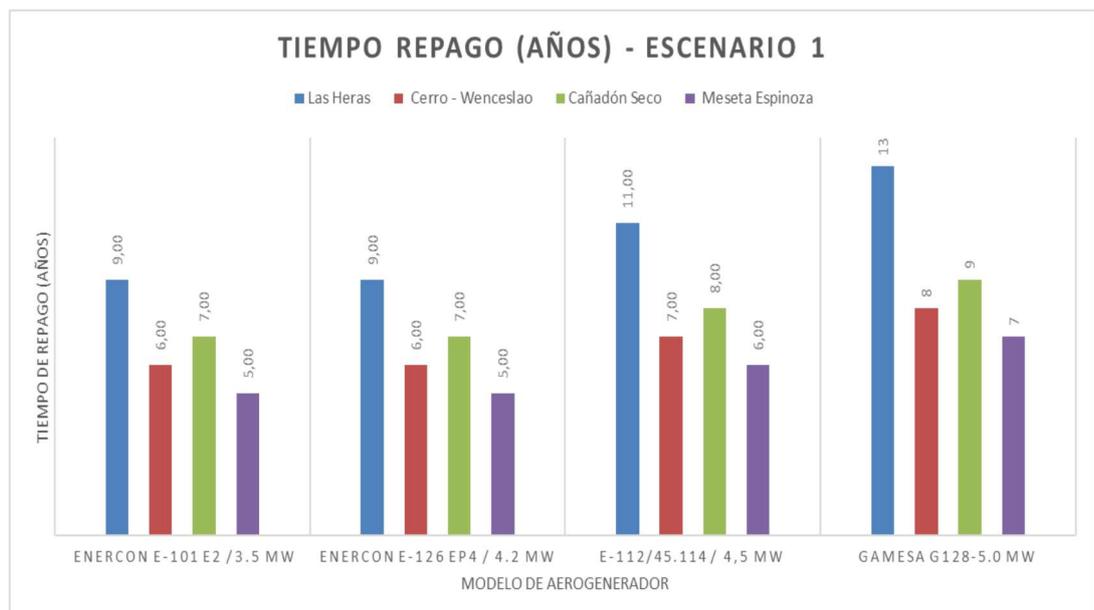


Gráfico 8. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 1. (Fuente: GWA/ CAMMESA).  
 Elaboración propia.

El resultado de la evaluación económica del escenario 1, se resume en los gráficos 9 y 10, para los datos de IRENA.

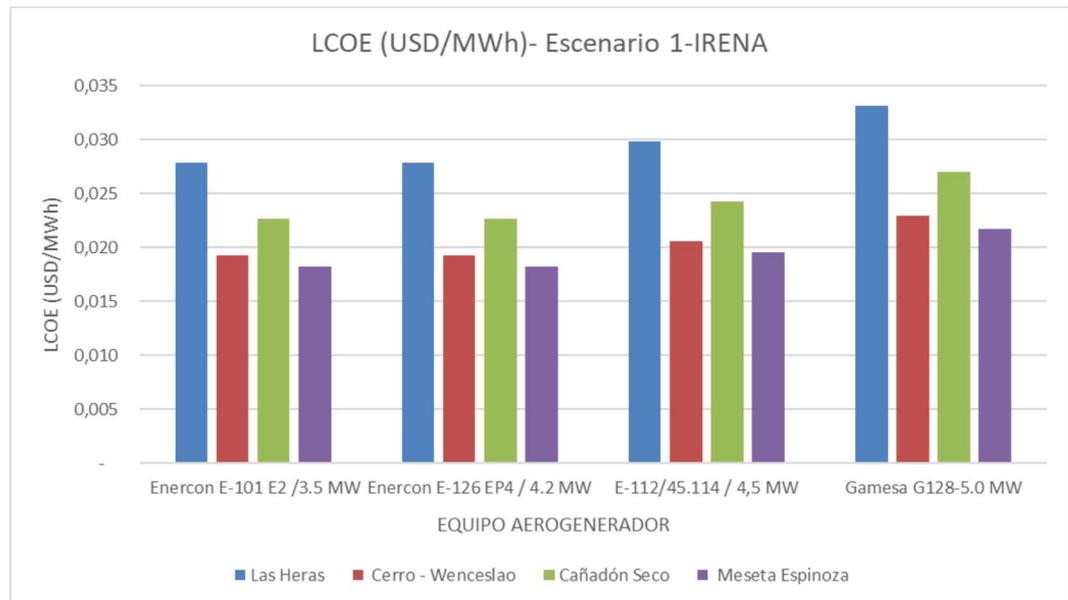


Gráfico 9. Resultado LCOE evaluación económica escenario 1. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia.

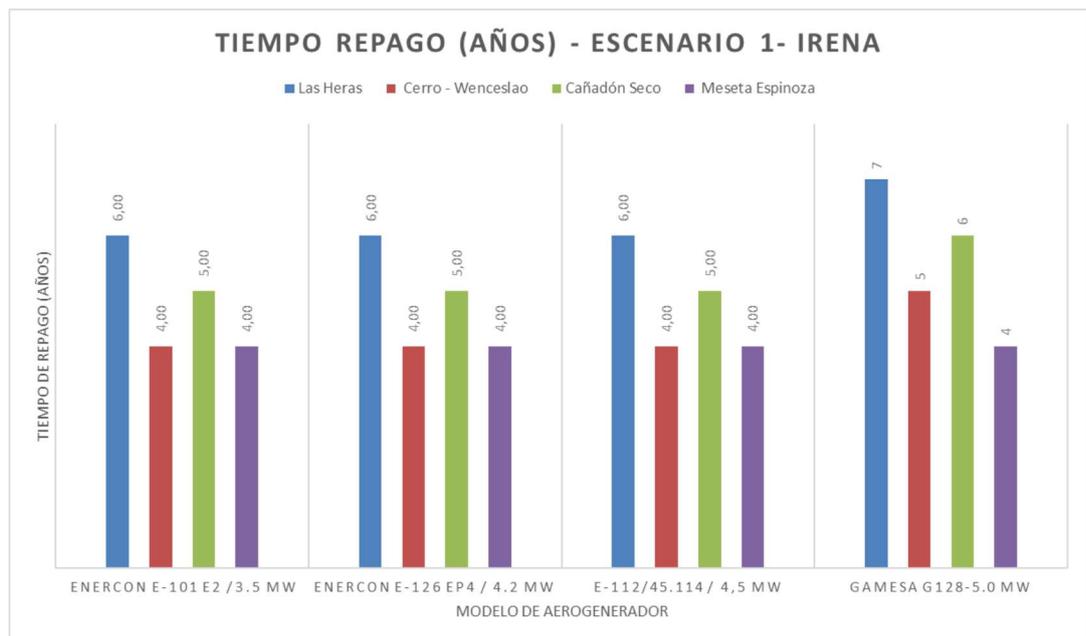


Gráfico 10. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 1. (Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia.

El resultado de la evaluación económica del escenario 2, se resume en los gráficos 11 y 12, para los datos de GWA.

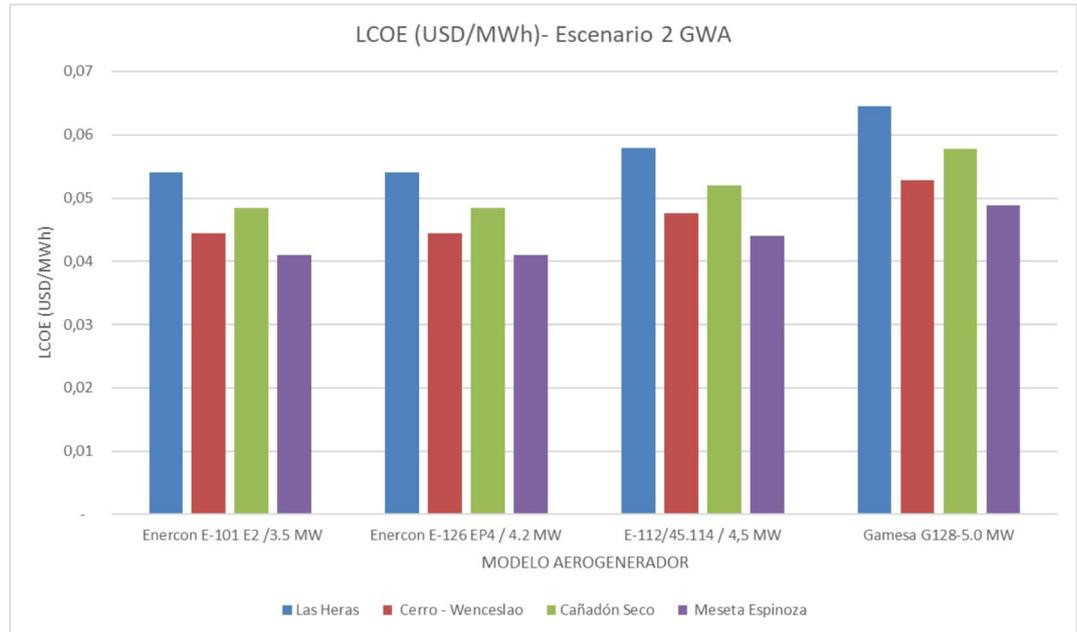


Gráfico 11. Resultado LCOE evaluación económica escenario 2. (Fuente: GWA / CAMMESA).

Elaboración propia

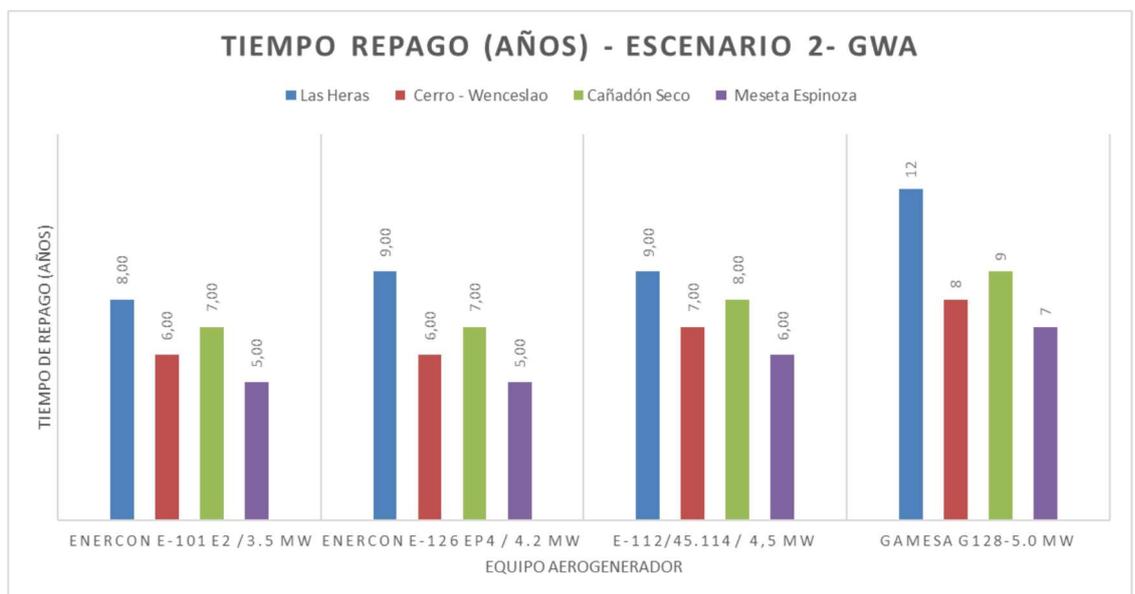


Gráfico 12. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 2. (Fuente: GWA/ CAMMESA).

Elaboración propia.

El resultado de la evaluación económica del escenario 2, se resume en los gráficos 13 y 14, para los datos de IRENA.

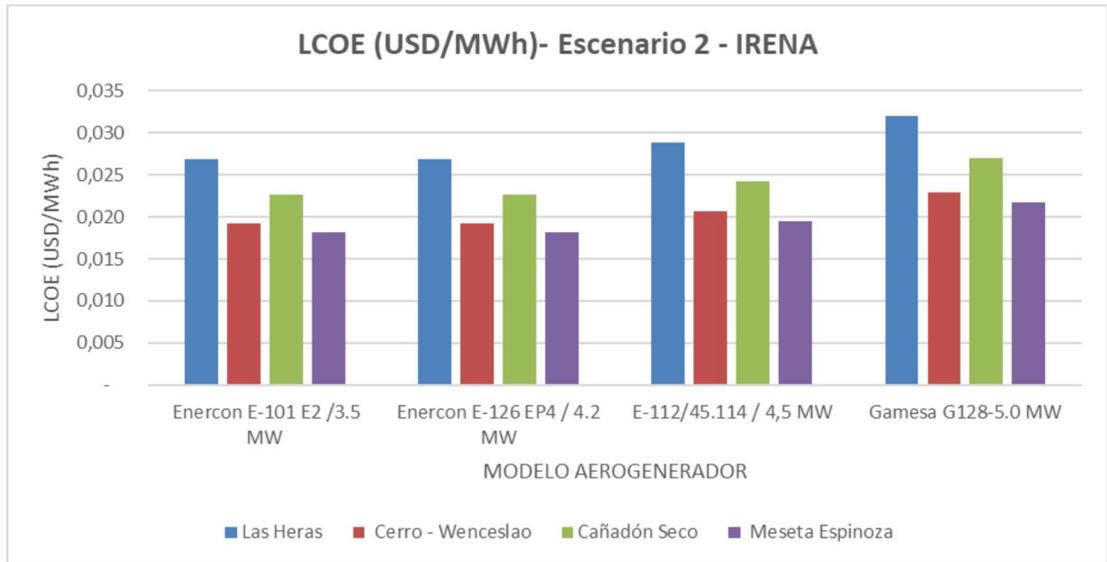


Gráfico 13. Resultado LCOE evaluación económica escenario 2. (Fuente: IRENA /CAMMESA).  
 Elaboración propia.

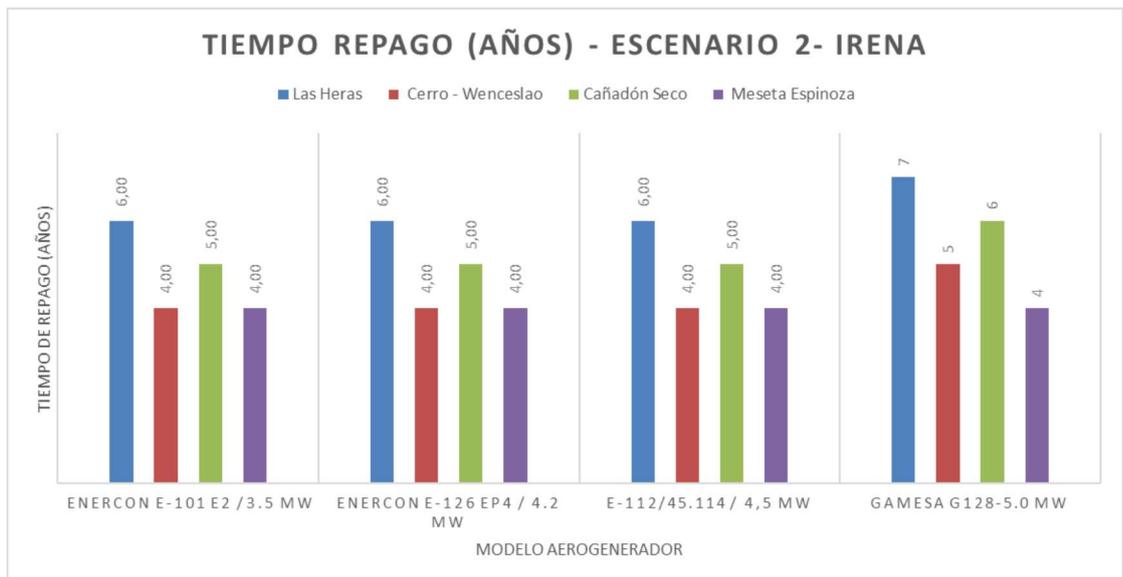


Gráfico 14. Resultado tiempo repago evaluación económica escenario 2. (Fuente: IRENA /CAMMESA).  
 Elaboración propia.

Sobre el objetivo de evaluar el aprovechamiento de los estudios de impacto ambiental existentes en la zona, la infraestructura de vialidad por los caminos de acceso y carretera existente, se han realizado evaluaciones económicas reduciendo los costos BoP un 4%, para medir el impacto, resulta que el LCOE reduce en promedio entre 4% - 7%. El gráfico 15, muestra el resultado para el escenario 1 con datos de GWA (20% de desarrollo o transición gradual) para el equipo aerogenerador Enercon 4,2 MW.

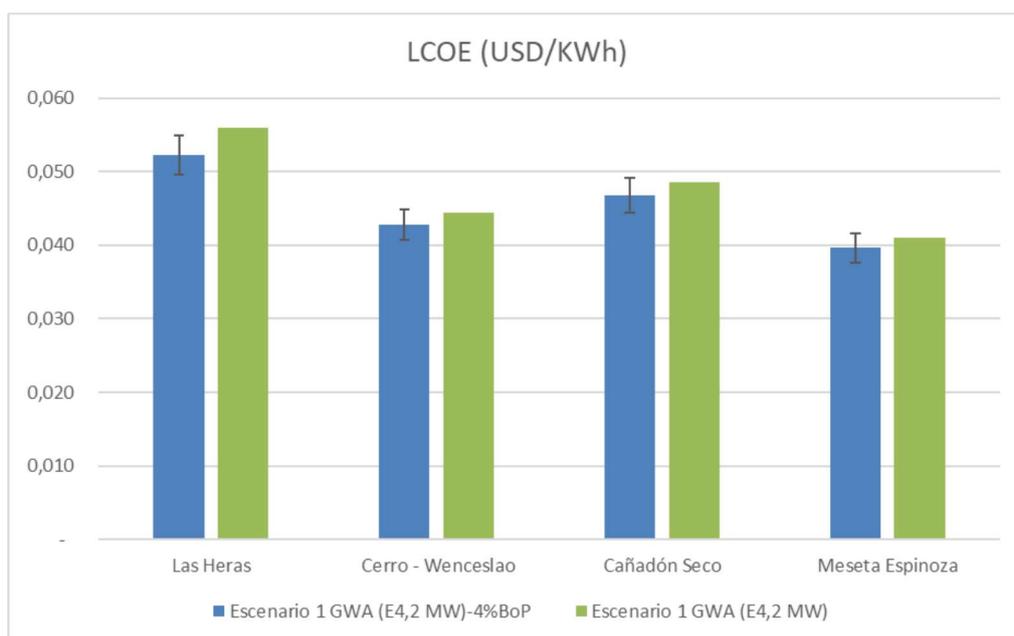


Gráfico 15. Resultado comparación LCOE para el escenario 1. Aerogenerador E-126 EP4 / 4.2MW.  
(Fuente: IRENA /CAMMESA). Elaboración propia

Los resultados para el resto de los equipos aerogeneradores estudiados en este TFM, para escenarios 1 y 2 se adjuntan en el capítulo de anexos.

A manera de resumen y comparación con datos a nivel mundial, contexto de Argentina y de la zona de estudio en particular, se muestra en la tabla a continuación el costo de potencia Instalada, factor de capacidad y costo nivelado de la generación de energía. En esta tabla se puede apreciar que los costos para Argentina y para Santa Cruz están por encima del promedio a nivel mundial, según datos de la Cámara Eólica Argentina (CEA), construir un parque eólico en el país cuesta alrededor de US\$1,5 millones por megawatts (MW).

Referencia	Total Costo Instalado	Capacity Factor	Nivelado de Electricidad	Fuente de Dato
	2022 USD/KW	(%)	2022 USD/KWh	
	2022	2022	2022	
Mundial	1274	37	0,033	IRENA 2022
Argentina	1500	46	0,04	CAMMESSA
Santa Cruz	1500	58	0,05	CAMMESSA

Tabla 28. Comparación de resultados económicos de Argentina y Santa Cruz contra valores de referencia mundial. (Fuente: IRENA, CAMMESSA). Elaboración propia.

Si bien la evaluación económica es un indicador de factibilidad de desarrollo de un proyecto, desde un punto de vista de toma de decisiones financieras, se deben analizar el resto de las variables y contingencias asociadas, por lo que en el capítulo 9 de este TFM se dedica al análisis de los recursos y su clasificación según los sistemas de gestión internacionales.

## CAPITULO 7: EVALUACIÓN DE RECURSOS EÓLICOS.

### 7.1. Ciclo de vida de proyectos

El ciclo de vida de los proyectos se refiere a las etapas o fases por la que todo proyecto avanza, que inicia en los estudios de viabilidad, continua con la evaluación de la factibilidad, seguido de la etapa de implementación, operación (producción) y finalmente el ciclo termina en abandono, desmantelamiento y remediación ambiental del área.

Para el caso de la industria de O&G, la implementación de nuevos proyectos sigue la metodología VCDE, Visualización, Conceptualización, Desarrollo y Ejecución. Antes de iniciar los proyectos ya se han realizado los estudios de Exploración y se tienen los permisos de concesión de explotación de las áreas de reservas.

Mientras que los nuevos parques eólicos, se hace un estudio preliminar de Factibilidad, evaluación del emplazamiento, gestión de permisos y planificación, estudios previos a la construcción – contratos de servicios, construcción- obras, operación y mantenimiento, desmantelamiento o repotenciación.

La figura 51 a continuación menciona las fases de ciclo de vida para proyectos nuevos para explotación de recursos eólicos y de O&G.



Figura 51. Fases del ciclo de vida de proyectos para explotación de recursos eólicos y de hidrocarburos. (Fuente de datos: Kerman Vazquez "Ciclo de vida de proyectos EOL" / spe.org). Elaboración Propia

Existen similitudes en las actividades que incluyen las fases del proceso de ciclo de vida de proyectos O&G y nuevos parques eólicos, aunque el orden de algunas actividades difiere, sobre todo en la fase de inicio.

## 7.2. Clasificación de los recursos

Tanto la sociedad de petróleo de ingenieros (SPE), como el Marco de la convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, han publicado sus sistemas de gestión de proyectos para el desarrollo de recursos, los mismos están alineados en cuanto a la clasificación y categorización de los recursos.

Estos sistemas gestión parten del principio de desarrollar los recursos en base a proyectos de inversión, la clasificación de los recursos se realiza en base a nivel de madurez de los proyectos y la categoría en base a la incertidumbre de los datos para la estimación de los volúmenes de recursos.

Los principales aspectos que se deben considerar cuando se evalúa el estado de madurez de los proyectos según los sistemas de gestión PRMS y UNFCC son:

- Firme intención de proceder de los interesados: El proyecto debe estar en los planes estratégicos, portfolio de proyectos y planes de inversión. Alineados a los objetivos de desarrollo sostenible y objetivos 2030-2050.
- Plan de desarrollo técnicamente maduro, factible: Planes conciliados entre todas las partes que intervienen en la construcción, desarrollo del proyecto (compra-almacenes-proveedores-transportistas-obras civiles, etc.), con las consideraciones de los plazos mínimos, máximos y riesgos por desviaciones.
- Tiempo razonable para el desarrollo del proyecto: Análisis posterior a la planificación, donde se genera el cronograma de ejecución con las consideraciones y rangos de confiabilidad asociados al caso de desarrollo óptimo. Las guías de gestión de recursos indica que, posterior a la presentación y registro de los recursos, los volúmenes comprobados deben desarrollarse en un periodo no superior a 5 años, los recursos probables y posibles pueden desarrollarse en plazos superiores.

- **Créditos financieros para implementar el proyecto:** Al momento de registrar los recursos, para solicitar subsidios o apoyos de financiamiento de los entes como PNIEC o la Comisión Europea, para las energías renovables, o en el caso de la industria de O&G para registrar reservas comprobadas ante la SEC (Security and Exchange Commission), se deben presentar evidencias de que existen los créditos financieros para desarrollar los proyectos en el plazo razonable.
- **Disponibilidad de mercado:** Se debe mostrar que existe demanda y mercado para ventas de los volúmenes pronosticados.
- **Disposición de productos producidos:** Seguridad de que todos los productos de la operación de producción (Energía Eléctrica, Petróleo, gas, agua, CO<sub>2</sub>) se puedan vender, reinyectar, almacenar o disponer apropiadamente.
- **Disponibilidad de Infraestructura:** Se debe disponer o estarán disponibles apropiadamente las facilidades de producción y transporte para acceder al mercado.

<b>Parque Eólico</b>		<b>Yacimiento Hidrocarburo</b>	
<b>BOP PLANTA</b>	Subestación	<b>SUPERFICIE</b>	Estación de Flujo
	Transformadores y equipos SET		Estación de Tratamiento y Medición
	Línea de evacuación		Oleoductos/Gasoductos/Poliductos
<b>BOP SET</b>	Cimentaciones	<b>LOCACIÓN</b>	Dimensionamiento
	Plataformas de montaje		Preparación del terreno
	Camino de parque y acceso		Camino de yacimiento y acceso
	Zanjas y cables de MT		Zanjas, Tuberías y cables de BT
	Otras infraestructuras		Otras infraestructuras

Figura 52. Facilidades o I&O (Ingeniería y Obras) requeridas para explotación de recursos eólicos y de hidrocarburos. (Fuente de datos: Vazquez,K “Ciclo de vida de proyectos EOL”, 2022 / spe.org).  
 Elaboración Propia

- **Permisos y Aprobaciones:** Las aprobaciones legales, contractuales, ambientales, regulatorias y gubernamentales deben estar o estarán disponibles, junto con la resolución de cualquier inquietud social y económica.
- **Economía positiva:** La evaluación económica para el caso de pronóstico

más probable o “BEST ESTIMATE” debe superar los indicadores establecidos.

- Participación- Asociaciones: Expectativa razonable de participación de los socios, cuando corresponda.

La evaluación de los recursos eólicos estimados en este TFM para los 4 yacimientos seleccionados para los escenarios 1 y 2, parten de la consideración de seleccionar las áreas más cercanas a los parques eólicos en producción de energía eléctrica, Vientos de Hércules y Cañadón León de la provincia de Santa Cruz.

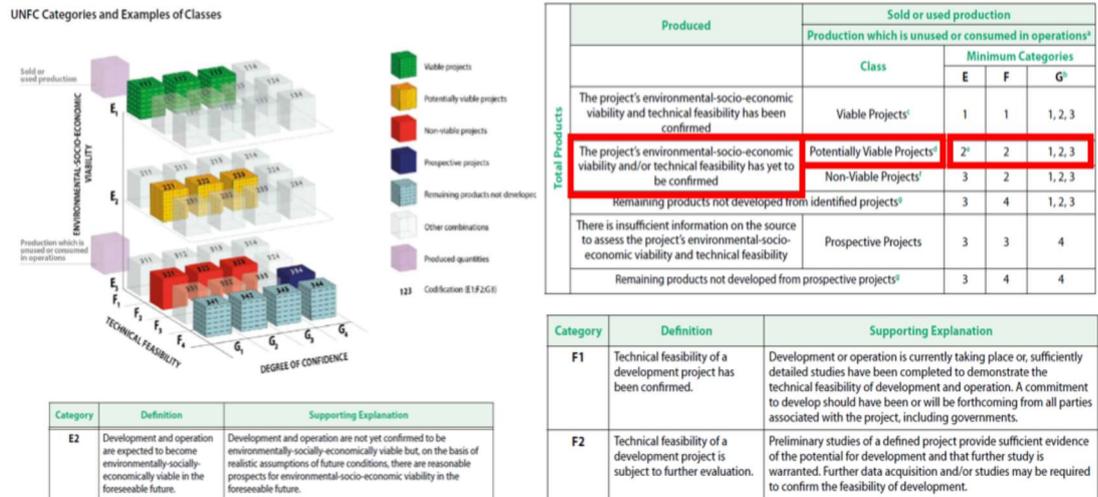
Bajo esos criterios y premisas, estos parques eólicos son considerados análogos en producción, al desarrollar proyectos en áreas cercanas, los recursos se consideran COMPROBADOS, la existencia del recurso está comprobado, el potencial comercial está comprobado, las facilidades de evacuación existen y se pueden ampliar, los estudios de impacto ambiental se han realizado, ya existen para los parques eólicos análogos y específicamente sobre los yacimientos seleccionados se realizaron para desarrollar las operaciones de O&G.

Haciendo uso del framework de la UNFCC para la clasificación de los recursos y con la revisión de los criterios antes planteados los recursos estimados para el área de los 4 yacimientos se pueden clasificar como:

**Clase: RECURSO CONOCIDO-COMPROBADO**

**Potencialmente Viable**

**Sub-Clase: Desarrollo Pendiente / En espera**



Produced	Sold or used production				
	Class	Production which is unused or consumed in operations <sup>5</sup>			
		Minimum Categories			
		E	F	G <sup>6</sup>	
Total Products	The project's environmental-socio-economic viability and technical feasibility has been confirmed	Viable Projects <sup>1</sup>	1	1	1, 2, 3
	The project's environmental-socio-economic viability and/or technical feasibility has yet to be confirmed	Potentially Viable Projects <sup>1</sup>	2 <sup>2</sup>	2	1, 2, 3
		Non-Viable Projects <sup>1</sup>	3	2	1, 2, 3
	Remaining products not developed from identified projects <sup>3</sup>		3	4	1, 2, 3
	There is insufficient information on the source to assess the project's environmental-socio-economic viability and technical feasibility	Prospective Projects	3	3	4
Remaining products not developed from prospective projects <sup>3</sup>			3	4	4

Category	Definition	Supporting Explanation
F1	Technical feasibility of a development project has been confirmed.	Development or operation is currently taking place or, sufficiently detailed studies have been completed to demonstrate the technical feasibility of development and operation. A commitment to develop should have been or will be forthcoming from all parties associated with the project, including governments.
F2	Technical feasibility of a development project is subject to further evaluation.	Preliminary studies of a defined project provide sufficient evidence of the potential for development and that further study is warranted. Further data acquisition and/or studies may be required to confirm the feasibility of development.

Figura 53. Framework para clasificar Recursos UNFCC. Fuente de datos (United Nations. Economic Commission for Europe 2019) . Elaboración Propia

El desarrollo y la operación aún no están confirmados, pero el proyecto es razonable desde aspectos ambientales, sociales, también económicamente viable, pero, sobre la base de los supuestos realistas de las condiciones futuras, existen perspectivas de viabilidad medioambiental-socioeconómica en el futuro previsible o pronosticado.

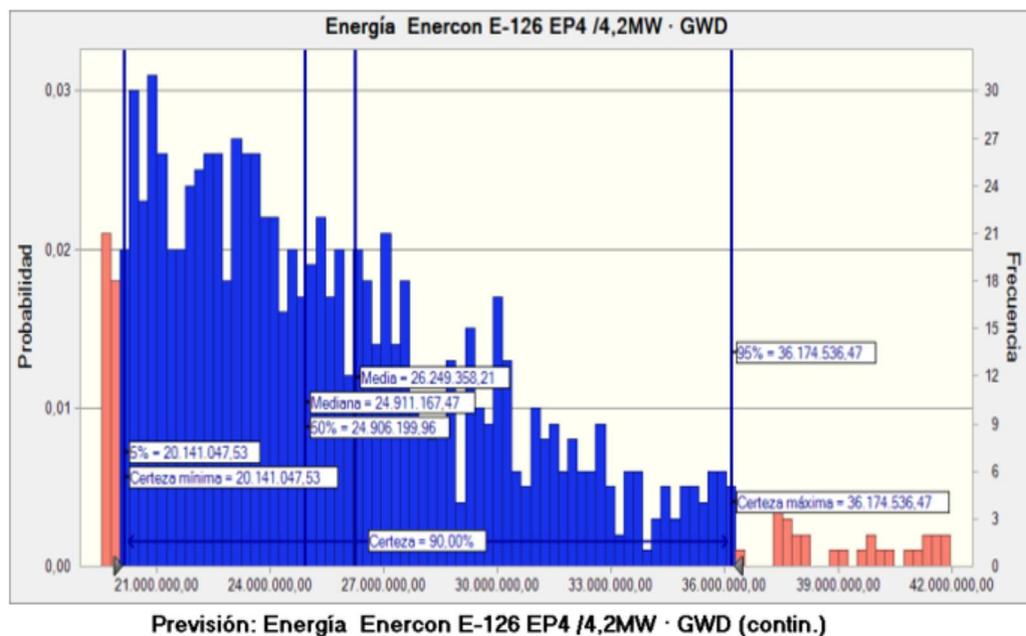
### 7.3. Categorización de los recursos

Sobre la categoría, la misma se fundamenta en los volúmenes de recursos estimados, y cumplen con las siguientes definiciones:

- Los volúmenes de Recursos Comprobados- Alto nivel de confianza G1: son los que tienen certeza razonable mayor o igual de 90% de ser desarrollados, esto corresponden con el percentil P10 de la distribución de Probabilidad o el escenario mínimo.(United Nations. Economic Commission for Europe 2019)
- Los volúmenes de Recursos Probables – Moderado Nivel de Confianza G2: son los que tienen certeza mayor o igual de 50% de ser desarrollados, esto corresponden con el percentil P50 de la distribución de Probabilidad o el escenario más Probable(United Nations. Economic Commission for Europe 2019)

- Los volúmenes de Recursos Posibles – Bajo Nivel de Confianza G3: son los que tienen certeza menos o igual de 90% de ser desarrollados, esto corresponden con el percentil P90 de la distribución de Probabilidad o el escenario máximo.(United Nations. Economic Commission for Europe 2019)

Para esto extraemos de la curva de distribución de probabilidades de la energía los volúmenes que corresponden a los percentiles P10-P50-P90, como se muestra en la figura 54.



Percentiles:	Valores de previsión
0%	19.532.318,28
10%	20.628.323,07
20%	21.612.383,01
30%	22.614.243,47
40%	23.667.488,86
50%	24.906.199,96
60%	26.279.743,50
70%	27.686.061,71
80%	30.070.030,24
90%	33.464.236,21
100%	57.122.064,94

Figura 54. Categoría de volúmenes de Recursos en base a nivel de incertidumbre – Resultado análisis de simulación estocástico de la energía. Simulación Monte Carlo. (Fuente de datos IRENA/WGA).  
 Elaboración Propia

Los resultados de la categorización de los volúmenes de los recursos Eólicos quedan entonces:

Aerogeneradores		Previsión:		Previsión:		Previsión:	
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD		
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh					
GWD	1G	10%	14.021.213	20.628.323	16.114.219	22.493.477	
	2G	50%	17.744.816	24.906.200	21.142.090	27.404.160	
	3G	90%	27.741.829	33.464.236	35.747.515	39.699.256	
	G1:Alto	10%	14.021.213	24.906.200	21.142.090	27.404.160	
	G2:Moderado	50% - 10%	3.723.603	33.464.236	35.747.515	39.699.256	
	G3:Bajo	90% - 50%	9.997.012	20.628.323	16.114.219	22.493.477	

Tabla 29. Categoría UNFCC de los Recursos. volumen 1 solo Aerogenerador. (Fuente: GWA). Elaboración propia

Aerogeneradores		Previsión:		Previsión:		Previsión:	
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD		
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh					
IRENA	1G	10%	10.182.807	13.339.134	11.915.420	14.508.264	
	2G	50%	13.669.902	18.637.984	15.872.596	20.551.769	
	3G	90%	21.042.579	27.037.327	23.093.700	29.853.733	
	G1:Alto	10%	10.182.807	385.136.268	190.402.334	302.376.851	
	G2:Moderado	50% - 10%	3.487.096	5.298.850	3.957.176	6.043.505	
	G3:Bajo	90% - 50%	7.372.677	8.399.342	7.221.104	9.301.964	

Tabla 30. Categoría UNFCC de los Recursos. volumen 1 solo Aerogenerador. (Fuente: IRENA). Elaboración propia.

Para el escenario 1 de desarrollo del 20% del área disponible, transición parcial del área de reservas, se muestra en las tablas 31 y 32, el resultado promedio para los 4 yacimientos de los volúmenes de recursos categorizados.

Aerogeneradores		Previsión:	Previsión:	Previsión:	Previsión:	
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD	
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh				
GWD	1G	10%	781.016.781	913.810.933	795.244.300	988.650.437
	2G	50%	988.430.828	1.103.315.948	1.043.372.077	1.204.488.517
	3G	90%	1.545.289.505	1.482.427.088	1.764.156.664	1.744.891.991
	G1:Alto	10%	781.016.781	913.810.933	795.244.300	988.650.437
	G2:Moderado	50% - 10%	207.414.047	189.505.015	248.127.776	215.838.080
	G3:Bajo	90% - 50%	556.858.677	379.111.140	720.784.587	540.403.474

Tabla 31. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 1, 20% desarrollo de áreas. (Fuente: GWA). Elaboración propia.

Aerogeneradores		Previsión:	Previsión:	Previsión:	Previsión:	
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD	
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh				
IRENA	1G	10%	567.207.896	590.908.266	588.031.569	637.678.285
	2G	50%	761.447.874	825.641.210	783.320.070	903.307.032
	3G	90%	1.172.124.499	1.197.722.397	1.139.684.968	1.312.154.030
	G1:Alto	10%	567.207.896	590.908.266	588.031.569	637.678.285
	G2:Moderado	50% - 10%	194.239.978	234.732.944	195.288.501	265.628.747
	G3:Bajo	90% - 50%	410.676.626	372.081.187	356.364.898	408.846.998

Tabla 32. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 1, 20% desarrollo de áreas. (Fuente: IRENA). Elaboración propia.

Para el escenario 2 de máximo desarrollo de Energía Eólica, el resultado de volúmenes de recursos categorizados según su grado de incertidumbre se muestra en la tabla 33 y 34, a continuación.

Aerogeneradores		Previsión:	Previsión:	Previsión:	Previsión:	
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD	
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh				
GWD	1G	10%	1.952.541.954	2.284.527.332	1.988.110.751	2.471.626.092
	2G	50%	2.471.077.070	2.758.289.869	2.608.430.192	3.011.221.291
	3G	90%	3.863.223.761	3.706.067.720	4.410.391.659	4.362.229.977
	G1:Alto	10%	1.952.541.954	2.284.527.332	1.988.110.751	2.471.626.092
	G2:Moderado	50% - 10%	518.535.116	473.762.538	620.319.441	539.595.200
	G3:Bajo	90% - 50%	1.392.146.691	947.777.851	1.801.961.467	1.351.008.685

Tabla 33. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 2, 50% desarrollo de áreas. (Fuente: GWA). Elaboración propia.

Aerogeneradores		Previsión:		Previsión:		Previsión:		Previsión:		
		Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD	Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD	Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD	Energía Enercon Gamesa G128- 5.0MW · GWD					
Categoría de Recurso	Percentiles Curva de Distribución	Volumen de Recursos por categoría KWh								
IRENA	1G	10%	1.418.019.740	1.477.270.664	1.470.078.922	1.594.195.713				
	2G	50%	1.513.902.268	2.299.483.195	1.744.111.093	2.258.267.580				
	3G	90%	2.930.311.248	2.994.305.993	2.849.212.420	3.280.385.075				
	G1:Alto	10%	1.418.019.740	1.477.270.664	1.470.078.922	1.594.195.713				
	G2:Moderado	50% - 10%	95.882.528	822.212.531	274.032.171	664.071.867				
	G3:Bajo	90% - 50%	1.416.408.980	694.822.798	1.105.101.326	1.022.117.495				

Tabla 34. Categoría UNFCC de los Recursos. Promedio escenario 2, 50% desarrollo de áreas. (Fuente: IRENA). Elaboración propia.

#### 7.4. Grado de Confianza de los recursos

Finalmente, la clasificación y categorización para el desarrollo de la energía eólica en las áreas de reservas “Yacimiento Las Heras, Yacimiento Cerro – Wenceslao, Yacimiento Cañadón Seco, Yacimiento Meseta Espinoza, presenta un grado de sostenibilidad que se encuentra clasificado como:

#### **E2 / F2.1- F2.2 / G1,2,3**

La Clase E2: corresponde a proyectos donde el desarrollo y la operación aún no están confirmados, pero tiene expectativas razonables de aprobación ambiental, social y son económicamente viables, pero, sobre la base de los supuestos y pronósticos de las condiciones futuras, es decir existen perspectivas de viabilidad medioambiental-socioeconómica en el futuro previsible. Lo cual se confirma por el desarrollo previo de actividades análogas en la zona.

Sobre la chance de comercialidad, F2.1 y F2.2: corresponde a proyectos donde el desarrollo o la operación se está llevando a cabo actualmente o, existen proyectos análogos cercanos suficiente maduros, que permiten realizar extrapolaciones para demostrar la viabilidad técnica de desarrollo y operación de nuevos proyectos. Debe existir un compromiso de todas las partes asociadas con el proyecto, incluidos los gobiernos, es decir programas, planes estratégicos de desarrollo de energía, en el caso de Argentina los objetivos de desarrollo sostenible, programas RENOVAR, y otros.

El estudio realizado en este TFM, preliminares de futuros proyectos definidos en los escenarios 1 (desarrollo 20% del área) y 2 (desarrollo 50% del

área), proporcionan evidencia suficiente de potencial de desarrollo. Es absolutamente necesario que se realice un programa de adquisición de datos y/o estudios adicionales para mitigar la incertidumbre de los resultados presentados en las tablas 32 y 33, aunque exista alta confianza de la factibilidad del desarrollo.

La cantidad de energía que se clasifican discretamente como G1, G2 y/o G3 (junto con las categorías E y F correspondientes), sobre el grado de confianza en las estimaciones (alto, moderado y bajo nivel de confianza), en este estudio basados en la simulación estocástica de Monte Carlo de las estimaciones de energía (KWh), sobre los datos de GWA e IRENA.

Donde, las estimaciones de cantidad de energía se pueden clasificar como un rango de incertidumbre que se refleja en (P90, P50 y P10), que representan G1, G1+G2 y G1+G2+G3 respectivamente. Este resultado se presenta en las tablas 32 y 33.

## CAPITULO 8: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Este capítulo del TFM está centrado a la discusión de factibilidad de los emplazamientos seleccionados, 2 yacimientos cercanos al parque Eólico Cañadón León II (Meseta Espinoza y Cañadón Seco) y 2 yacimientos próximos al parque eólico Vientos de Hércules (Las Heras y Cerro Wenceslao), esto con la finalidad de tomar como análogos estos parques y que los recursos estimados y comparados contra las referencias presentan alto nivel de certeza razonable.

Los datos usados para la caracterización del recurso eólico provienen de dos bases de datos (WGA e IRENA), con el fin de comparar los datos de viento promedio, validar y mitigar la incertidumbre de entrada a los modelos de cálculo estático y cuasi estático.

La validación y comparación de la base de datos de viento, arrojó diferencias en la normalización de la velocidad del viento a 85 m de altura (valor promedio de buje de los parques eólicos de la zona de estudio), donde se observó una diferencia de 2 m/s, donde la velocidad promedio para la base de datos de IRENA es de 8 m/s, mientras que para WGA de 10 m/s.

Para el cálculo de los recursos eólicos se seleccionaron 4 diferentes modelos de Aerogeneradores que cumplen con las normas ICE (según la velocidad y rugosidad del terreno), con el fin de reducir riesgos y plantear rangos de estimados mínimos, más probable y máximos. Así como, evaluaciones económicas para los escenarios de transición planteados.

La estimación de energía y factores de carga para las dos bases de datos y los 4 modelos de aerogeneradores, se muestran a continuación en los gráficos a continuación para los dos métodos de cálculos Estático y Simulación de Monte Carlo.

Los gráficos reflejan la energía en KWh anual para un solo aerogenerador de cada modelo.

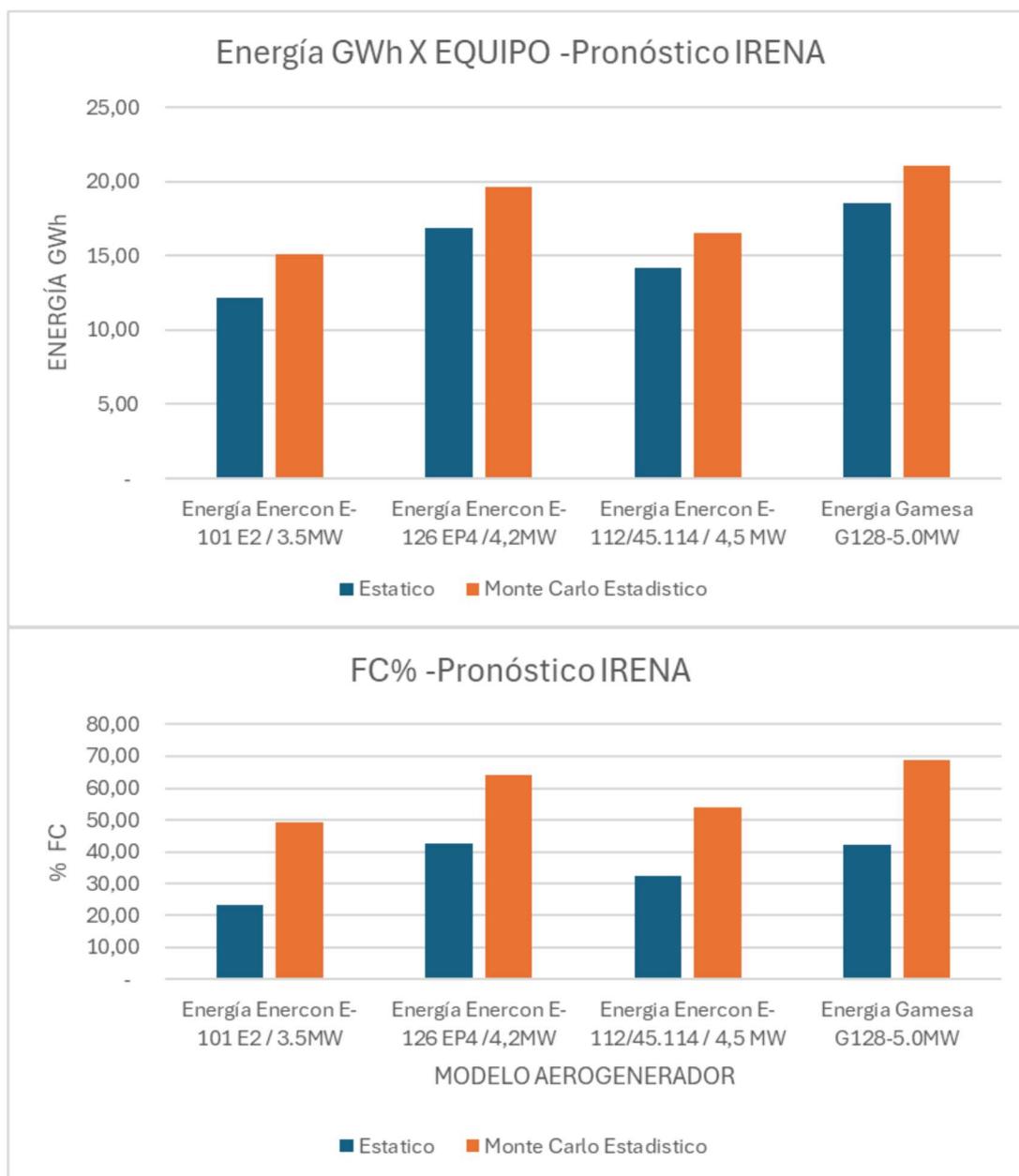


Gráfico 16. Resultado de estimación de Energía Metodo Estatico y Simulación Monte Carlo por aerogenerador. (Fuente: IRENA). Elaboración propia

Donde se aprecia para los datos de IRENA que se puede producir mayor cantidad de energía y por ende mayores FC, para los aerogeneradores de 4,5 y 4,2 MW. EL valor promedio de FC para el modelo estático es de 35% para el modelo estático y FC 62% para la simulación de Monte Carlo, este último es el que mejor se adapta a los valores reales del área que para el primer trimestre del año 2024 se encuentran en 68%

Los resultados de energía oscilan en promedio en 15000 GWh anuales por

aerogenerador calculado con método estático y cerca de 19000 GWh anuales los valores de mediana, resultado de las distribuciones probabilísticas.

Similares resultados se obtuvieron para los datos de WGA, y se muestran en el grafico 17, a continuación.



Gráfico 17. Resultado de estimación de Energía Metodo Estatico y Simulación Monte Carlo por aerogenerador. (Fuente: GWA). Elaboración propia

EL valor promedio de FC para el modelo estático es de 58% para el modelo estático y FC 60% para la simulación de Monte Carlo, ambos representan a los valores reales del área (68% marzo 2024)

Los resultados de energía oscilan en promedio en 24000 GWh anuales por aerogenerador calculado con método estático y cerca de 22000 GWh anuales los valores de mediana, resultado de las distribuciones probabilísticas.

Usando la base de datos de GWA por ambos métodos se obtienen resultados con menor diferencia entre los dos métodos.

Luego, el resultado de estimar los recursos potenciales para el área disponible y siguiendo los arreglos por distancia de diámetros de rotor de las mejores prácticas de la industria eólica se muestran a continuación, para las 4 áreas o emplazamientos seleccionados, para los modelos de 4 aerogeneradores, para los 2 escenarios de transición propuestos en este TFM.

Como resultado, el escenario de 20% de desarrollo eólico del emplazamiento (escenario 1), en promedio se pueden instalar 193 aerogeneradores, y generar 4,3 TWh.

Para el escenario de 50% de desarrollo eólico (escenario 2), en promedio se podrían instalar 483 aerogeneradores y generar 10 TWh anuales.

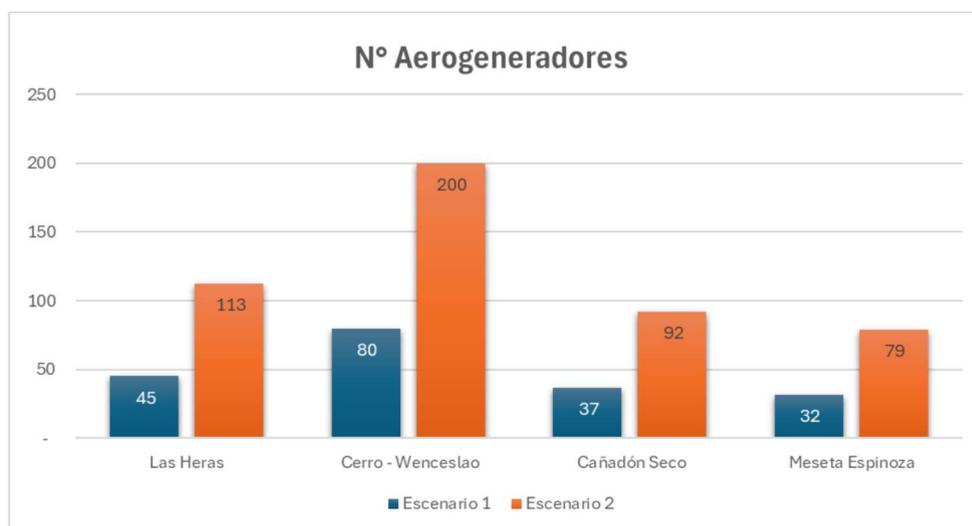


Gráfico 18. Número de aerogeneradores promedio por arreglo en los emplazamientos. Elaboración propia

EL número de Aerogeneradores de los 3 parques eólicos de Santa Cruz en operación a la fecha, suman 91. Por lo que esta propuesta de transición energética supone un crecimiento del parque eólico entre 2 y hasta 5 veces el número de aerogeneradores existentes.

EL desarrollo de energía eólica propuesto por los dos escenarios de

transición hacia fuentes renovables, sobre el desarrollo eólico que ha planteado en este TFM, en cuanto a potencia instalada y los costos liberalizados que resultan de la evaluación económica de los pronósticos de los valores de mediana, afectados por reducción del FC se muestran a continuación en la tabla 35, donde se observa que plantear estos proyectos resultaría en LCOE entre 0,044 y 0,067 USD/KWh, entendiéndose este rango de valores para el pronóstico de 90% de certeza de alcanzar las cantidades de energía estimadas, es decir pronóstico más conservador.

Escenario 1: Desarrollar el 20% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh
Las Heras	52	218	0,056	41	173	0,056	46	207	0,060	41	205	0,067
Cerro - Wenceslao	92	387	0,044	73	308	0,044	82	367	0,048	73	363	0,053
Cañadón Seco	42	178	0,048	34	142	0,048	38	169	0,052	34	168	0,058
Meseta Espinoza	36	153	0,041	29	121	0,041	32	145	0,044	29	143	0,049
Escenario 2: Desarrollar el 50% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh	Nº Aero	Potencia MW	LCOE USD/KWh
Las Heras	130	545	0,054	103	433	0,054	115	517	0,058	102	512	0,065
Cerro - Wenceslao	230	967	0,044	183	769	0,044	204	918	0,048	182	908	0,053
Cañadón Seco	106	446	0,048	84	355	0,048	94	423	0,052	84	419	0,058
Meseta Espinoza	91	382	0,041	72	303	0,041	80	362	0,044	72	358	0,049

Tabla 35. Resultado análisis económico. Indicador LCOE. (Fuente:GWA). Elaboración propia.

La suma de la potencia a instalar propuesta en el escenario 1 para el aerogenerador de 4,2 MW Enercon, supone incrementar la potencia instalada actual del parque eólico de la provincia de Santa Cruz entre 2 y 5 veces, según escenarios 1 y 2 de transición planteados respectivamente.

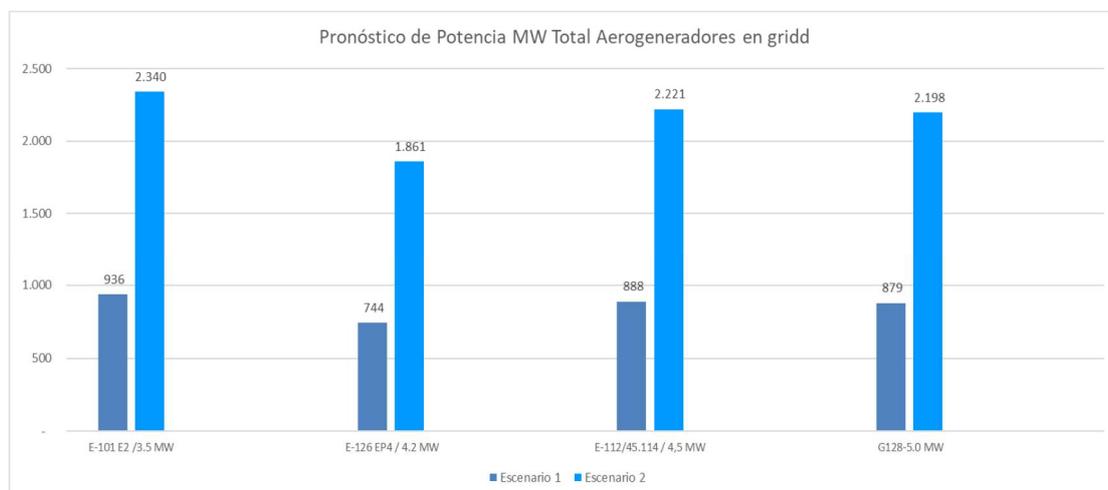


Gráfico 19. Potencia MW por arreglo total aerogeneradores. Elaboración propia (Fuente de datos:GWA)

La potencia actualmente instalada de energía Eólica en la provincia de Santa Cruz es de 296 MW en un área Geográfica que suma 80 Km<sup>2</sup>, en este TFM se ha estudiado la factibilidad de incrementar la potencia instalada en un rango entre 744 – 936 MW para el escenario 1, y de 1861 – 2340 MW para el escenario 2. Esto representa una oportunidad de incrementar la potencia instalada de hasta 8 veces la potencia instalada actual (para el máximo caso del escenario 2).

Supone desarrollar la energía eólica e incrementar la potencia instalada hasta 8 veces, en las 4 áreas estudiadas en este TFM, un análisis exhaustivo de los riesgos por las restricciones que el actual sistema de transporte y distribución interconectado de Argentina presenta, se requieren de cuantiosas inversiones para reforzar y modernizar el sistema de transporte.

Otro aspecto que se presentó y discutió en el análisis de los recursos es sobre las largas distancias mayores a 2000 Km que existen entre la Provincia de Santa Cruz Argentina y el centro más poblado del País, donde se presenta el mayor requerimiento de energía eléctrica. Sin embargo, existen a nivel mundial referencias de sistema de transporte extensos, una de las más notables es la línea de transmisión Xiangjiaba-Shanghai en China, esta línea tiene una longitud de 1,980 kilómetros y transporta energía desde la central hidroeléctrica Xiangjiaba, ubicada en el suroeste de China, hasta el principal centro industrial y comercial del país, en Shanghai. Este antecedente permite que las

estimaciones de los recursos eólicos, las cantidades de energía y los pronósticos sean considerados como proyecto de desarrollo se encuentra clasificado como: E2 / F2.1- F2.2 / G1,2,3

La Clase E2: corresponde a proyectos donde el desarrollo y la operación aún no están confirmados, pero tiene expectativas razonables de aprobación ambiental, social y son económicamente viables, pero, sobre la base de los supuestos y pronósticos de las condiciones futuras, es decir existen perspectivas de viabilidad medioambiental-socioeconómica en el futuro previsible.

Sobre la chance de comercialidad, F2.1 y F2.2: corresponde a proyectos donde el desarrollo o la operación se relaciona con proyectos análogos cercanos suficiente maduros, que permiten realizar extrapolaciones para demostrar la viabilidad técnica de desarrollo y operación de nuevos proyectos. Además, existe evidencia del compromiso de todas las partes asociadas con el proyecto, en este caso inversiones y programas RENOVAR.

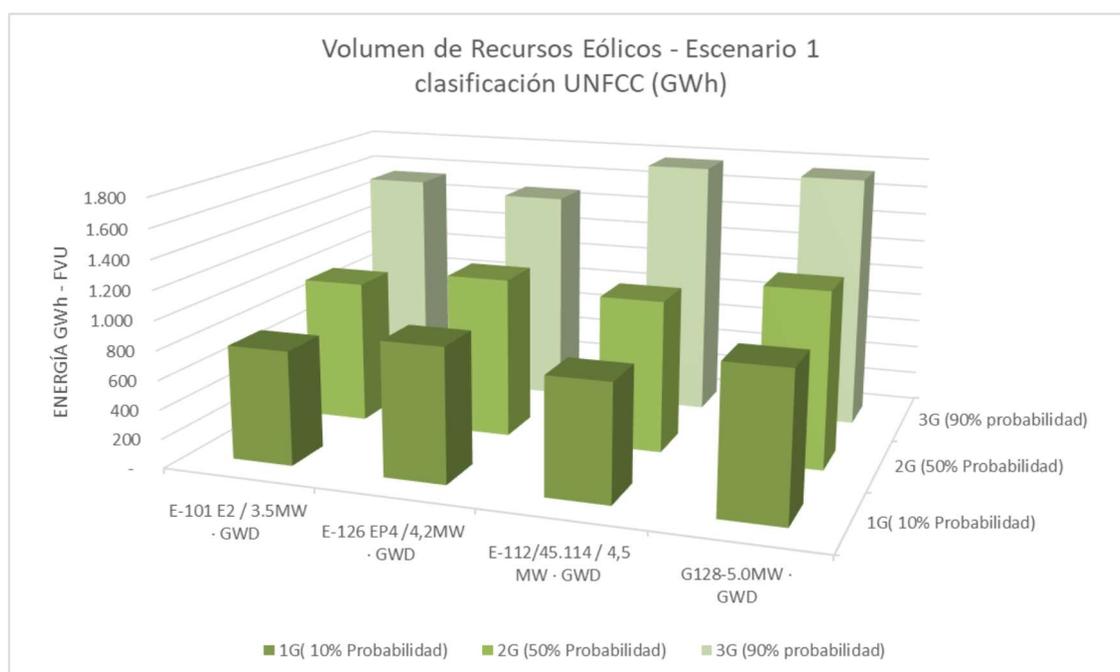


Gráfico 20. Clasificación y Categoría UNFCC de recursos eólicos (KWh), total aerogeneradores. Elaboración propia (Fuente de datos:GWA)

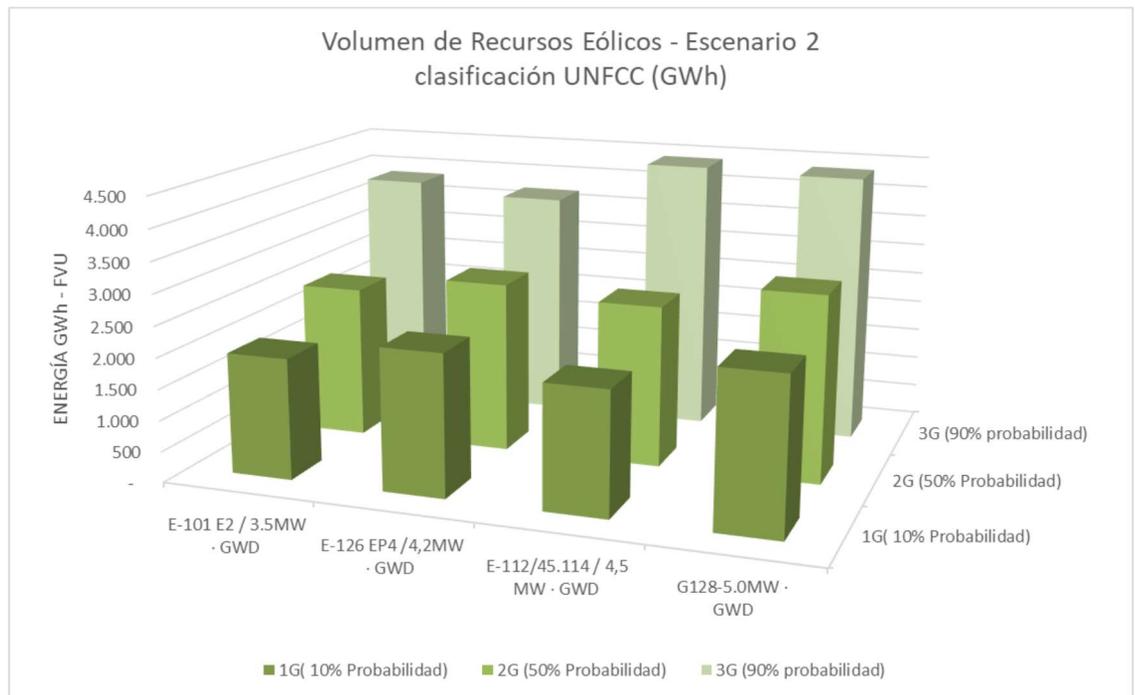


Gráfico 21. Clasificación y Categoría UNFCC de recursos eólicos (KWh), total aerogeneradores. Elaboración propia (Fuente de datos:GWA)

Sobre el tiempo de reposición de la inversión e indicadores EBITDA del análisis de la economía, en este TFM se estimó que oscila entre 4 y 13 años para los escenarios 1 y 2 respectivamente, para los pronósticos de energía de la media de la simulación de Monte Carlo. Y se muestra a continuación en el gráfico 19 y 20 a continuación.

Por los resultados económicos, se puede apreciar que el aerogenerador Enercon E-126 EP4 de 4,2 MW sería una opción óptima, para desarrollar la energía eólica de los emplazamientos propuestos.

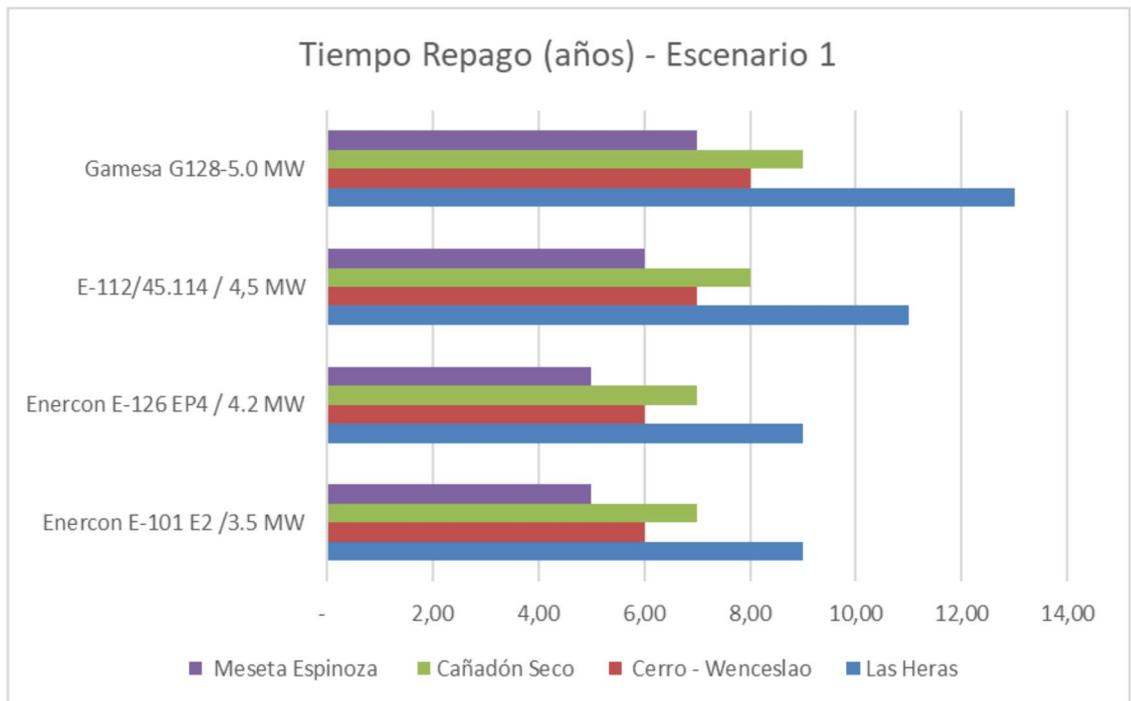


Gráfico 22. Tiempo de repago desarrollo eólico Escenario 1. Elaboración propia

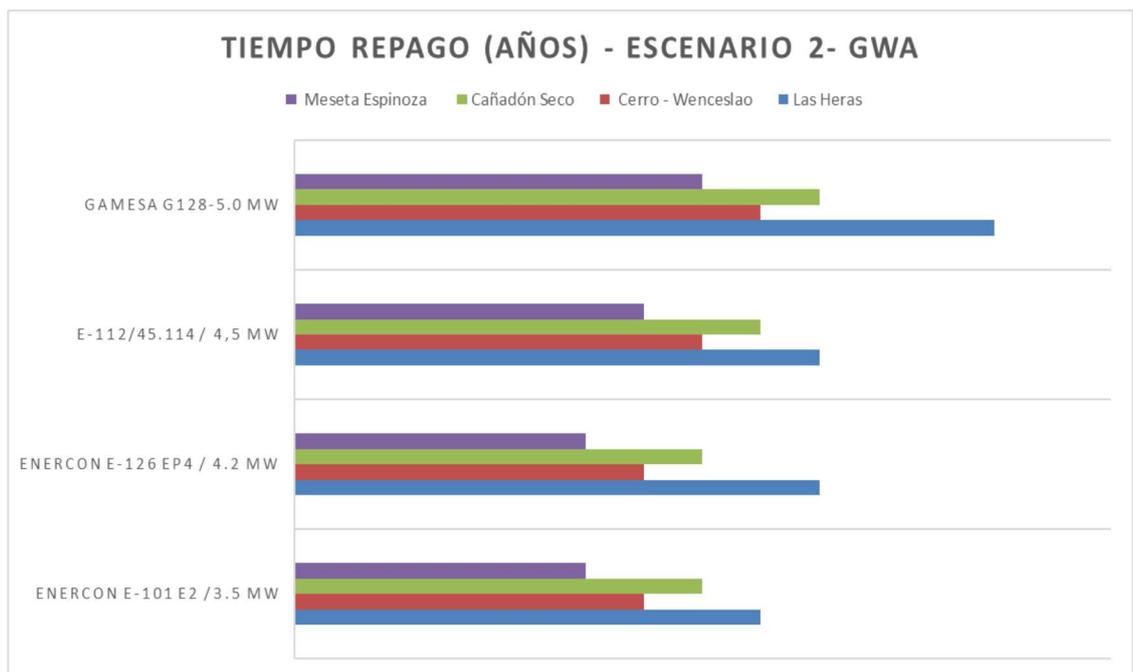


Gráfico 23. Tiempo de repago desarrollo eólico Escenario 2. Elaboración propia

Los resultados de los mayores tiempos de repago están asociados a los emplazamientos de mayor área, existe mayor número de aerogeneradores por el arreglo de distanciamiento, por lo que es importante destacar que, a mayores tamaños de aerogeneradores, el costo del aerogenerador es más elevado, por

tanto, las inversiones son mayores. A mayores inversiones y mayores gastos de mantenimiento de FC (con los criterios establecidos en este TFM), los tiempos de repago se ven afectados con relación directa.

Por otro lado, un objetivo del TFM es medir el impacto de aprovechar en las áreas de los yacimientos de hidrocarburos o emplazamientos de estudio, la vialidad existente, caminos de acceso, almacenes, estudio de impacto ambiental y otras infraestructuras. Donde el resultado muestra que existe una relación directa de reducir la inversión en 4 % con reducir el LCOE en el mismo orden, sobre los tiempos de repago no se aprecia el efecto por el alto volumen de inversión que representa el costo del equipo aerogenerador con respecto al resto de costos, este impacto podría ser más importante en proyectos offshore donde la inversión total del proyecto no esta dominada principalmente por el costo del aerogenerador, sino por el BoS. Se muestra en la gráfica 21 a continuación, el resultado de la evaluación económica para el escenario 1, donde se aprecia la correlación directa entre reducir la inversión 4% y el impacto sobre el LCOE.

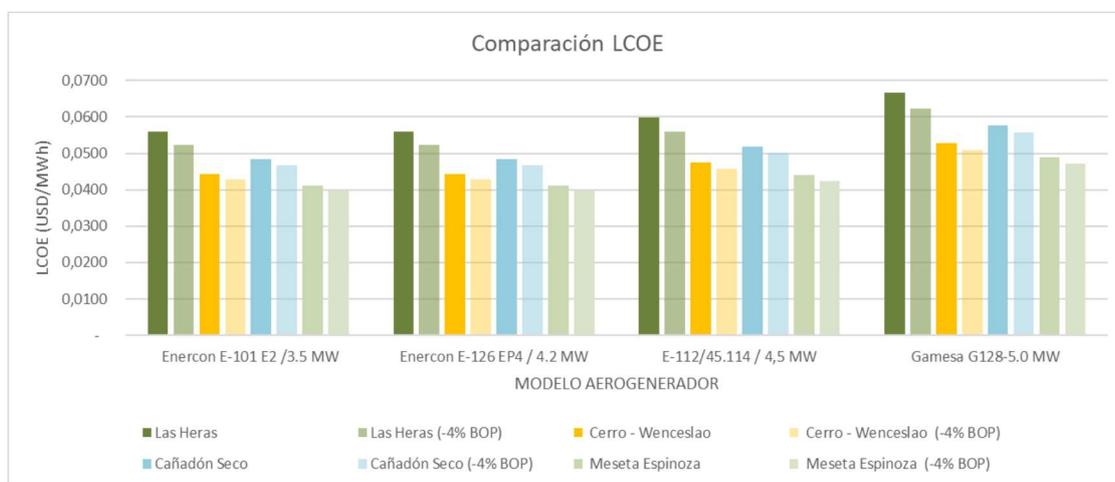


Gráfico 24. Comparación LCOE proyecto Inversiones BoP 100% vs. BoP 96%. Elaboración propia

Como estrategia para abordar y cumplir con los objetivos propuestos en este TFM, se estudió y analizo la viabilidad de 4 área de yacimientos de hidrocarburo, dos áreas más cercanas a los parques eólicos más recientemente construidos y en operación de la provincia de Santa Cruz, estas 4 áreas solo cubren 0,6% del total de concesiones de hidrocarburos de la provincia de santa cruz, que ocupan un área de 12600 Km2. El área de desarrollo de hidrocarburos

Meseta Espinoza, una de las áreas más pequeñas, mide 140 Km<sup>2</sup> aproximadamente, mientras que el parque eólico más grande de la provincia de Santa Cruz, Parque eólico vientos de Hércules mide 35 Km<sup>2</sup>, esto indica que en esta geográficamente existe potencial para desarrollar 4 parques eólicos.

Todos los resultados indican que existe certeza razonable de obtener altos volúmenes de energía eólica en las 4 áreas estudiadas, que es técnicamente viable recuperar energía eólica con los 4 modelos de aerogeneradores analizados.

También los resultados de la evaluación económica indica la factibilidad de desarrollar la energía eólica en los emplazamientos propuestos, ya que los indicadores económicos analizados son positivos para las cantidades de energía e inversiones requeridas y costos considerados, bajo los criterios y pronósticos de condiciones establecidos en este TFM.

Otro aspecto importante es la decarbonización de la generación de energía eléctrica que se podría obtener basado en esta propuesta de desarrollo de TFM, un parque eólico promedio de 1 MW (megavatio) puede evitar la emisión de aproximadamente 2.500 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, según datos de [met\\_co2\\_centrales\\_2018.pdf](http://met_co2_centrales_2018.pdf) ([energia.gob.ar](http://energia.gob.ar)).

El resultado de hacer el cálculo de las emisiones que se podrían evitar emitir con la ejecución de los proyectos eólicos planteado en este TFM para los propuestos, se muestra a continuación en la tabla siguiente.

Escenario 1: Desarrollar el 20% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2
Yacimiento:												
Las Heras	52	218	545.085	41	173	433.493	46	207	517.421	41	205	545.085
Cerro - Wenceslao	92	387	966.981	73	308	769.016	82	367	917.905	73	363	966.981
Cañadón Seco	42	178	445.880	34	142	354.597	38	169	423.250	34	168	445.880
Meseta Espinoza	36	153	381.560	29	121	303.445	32	145	362.195	29	143	381.560
Escenario 2: Desarrollar el 50% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2	Nº Aero	Potencia MW	Ton CO2
Yacimiento:												
Las Heras	130	545	1.362.713	103	433	1.083.732	115	517	1.293.553	102	512	1.280.078
Cerro - Wenceslao	230	967	2.417.453	183	769	1.922.541	204	918	2.294.762	182	908	2.270.859
Cañadón Seco	106	446	1.114.699	84	355	886.493	94	423	1.058.126	84	419	1.047.104
Meseta Espinoza	91	382	953.899	72	303	758.613	80	362	905.487	72	358	896.055

Tabla 36. Resultado emisiones de GEI. Ton CO2 por MW Instalado. (Fuente: GWA). Elaboración propia.

Los resultados para el aerogenerador Enercon E-126 EP4/ 4,2 MW, muestran que para el escenario de desarrollo 1, es posible dejar de emitir 1.860.552 Ton CO<sub>2</sub>, mientras que para el escenario de desarrollo 2 es de 4.651.379 Ton CO<sub>2</sub>.

Después según datos de la CEA, en Argentina más de 2,7 millones de hogares en Argentina se benefician de la energía eólica. Esto por la energía generada en los 950 aerogeneradores instalados en el país, que es suficiente para abastecer a esa cantidad de hogares. La tabla a continuación muestra los resultados esperados para el número de aerogeneradores estimados por escenarios de desarrollo.

Escenario 1: Desarrollar el 20% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares
Las Heras	52	218	147.536	41	173	117.332	46	207	130.712	41	205	116.415
Cerro - Wenceslao	92	387	261.730	73	308	208.147	82	367	231.883	73	363	206.521
Cañadón Seco	42	178	120.685	34	142	95.978	38	169	106.922	34	168	95.228
Meseta Espinoza	36	153	103.275	29	121	82.132	32	145	91.498	29	143	81.491
Escenario 2: Desarrollar el 50% del área geográfica del yacimiento												
Aerogenerador	Enercon E-101 E2 /3.5 MW			Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW			E-112/45.114 / 4,5 MW			Gamesa G128-5.0 MW		
	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares	N° Aero	Potencia MW	Hogares
Las Heras	130	545	368.841	103	433	293.330	115	517	326.780	102	512	291.039
Cerro - Wenceslao	230	967	654.324	183	769	520.368	204	918	579.708	182	908	516.302
Cañadón Seco	106	446	301.712	84	355	239.944	94	423	267.306	84	419	238.070
Meseta Espinoza	91	382	258.189	72	303	205.331	80	362	228.746	72	358	203.727

Tabla 37. Resultado números de hogares que se abastecerían por MW Instalado. (Fuente:GWA). Elaboración propia.

## **CAPITULO 9: CONCLUSIONES**

Este capítulo es dedicado a resumir las principales conclusiones del estudio de factibilidad de transformar yacimientos de hidrocarburos en parques eólicos, que busca una propuesta para impulsar la transición energética renovable en Argentina, específicamente en la provincia de Santa Cruz.

La principal conclusión de este trabajo fin de máster es que, se considera viable desarrollar proyectos energía eólica en los emplazamientos donde actualmente existen yacimientos de hidrocarburos en la provincia de Santa Cruz y que se confirmó con una certeza razonable de 90%, sobre los valores de los recursos eólicos estimados y pronosticados a futuro.

La provincia de Santa Cruz tiene un alto potencial de recursos eólicos, aunque para el desarrollo de todo el potencial eólico existente enfrenta desafíos, por la distancia a los grandes centros poblados del país y por los altos requerimientos de inversión en infraestructura el sistema de transporte, para conectar al sistema integrado nacional.

Desarrollar la energía eólica en las áreas de yacimientos de hidrocarburos maduros, podría contribuir significativamente a impulsar la transición energética de Argentina, incrementar la penetración de renovables en la matriz energética, así como en la reducción de emisiones de carbono en la generación de energía eléctrica.

Las estimaciones de cantidad de energía a generar y factores de carga indican que el modelo de aerogenerador óptimo dentro de los 4 modelos estudiados en este estudio de factibilidad, es el equipo Enercon E-126 EP4 / 4.2 MW.

Desarrollar la energía eólica en los emplazamientos estudiados cubriría más del 3% de la demanda de energía eléctrica anual en Argentina. Durante marzo 2024 se produjeron 1371 GWh de energía eólica en Argentina, desarrollar el escenario 1 (20% del área), propuesto en este TFM, en las 4 áreas estudiadas representaría escalar la generación actual por 5 veces.

La potencia actual instalada de Energía eólica es de 3706 MW, el análisis de los 4 yacimientos maduros de hidrocarburos tiene un potencial para instalar entre 740 y 1800 MW con el equipo Aerogenerador Enercon E-126 EP4 de 4,2

MW, según los escenarios 1 y 2 respectivamente. Esa potencia permitiría abastecer cerca de 1,7 millones de hogares en Argentina, y reduciría potencialmente 4,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Las principales conclusiones sobre la viabilidad de los emplazamientos eólicos, sobre la producción de energía y factores de Carga (FC), son:

Los datos de IRENA y GWA, indican que los aerogeneradores de 4,5 MW y 4,2 MW pueden producir una mayor cantidad de energía en comparación con los otros modelos estudiados. Esto sugiere que los aerogeneradores de 4,5 MW y 4,2 MW son opciones viables para maximizar la producción de energía en los emplazamientos seleccionados, dentro de los modelos estudiados en este TFM.

El valor promedio del FC resultado del modelo estático (Determinista), es del 35%, mientras que para la simulación de Monte Carlo (Modelo probabilístico) el FC es del 62%. Los reportes del primer trimestre de 2024 de CAMMESA, indica que el promedio de FC de la zona de estudio supera 60%, por lo que el modelo de Simulación estocástico se acerca más a los valores reales. El modelo estático se aleja más de los resultados reales de FC de la zona de estudio, mayores incertidumbres asociada a un modelo determinista, ya que el valor del promedio no representa la forma de cómo se distribuye la energía en el tiempo.

En cuanto a estimación de recursos eólicos, utilizando el método estático, se estima que la producción de energía oscila en promedio alrededor de 15,000 GWh anuales por aerogenerador. Sin embargo, al considerar las distribuciones probabilísticas, los valores de mediana indican una producción anual cercana a 19,000 GWh. La simulación de Monte Carlo proporciona estimaciones más realistas y se alinea mejor con los datos observados en el área.

Sobre el análisis económico, tiempo de recuperación de la inversión, los mayores tiempos de repago están asociados a los emplazamientos de mayor área. Esto se debe al mayor número de aerogeneradores para los arreglos de distanciamiento establecidos por las mejores prácticas. A mayores tamaños de aerogeneradores, el costo del aerogenerador es más elevado. Por lo tanto, las inversiones totales son mayores para desarrollar la energía eólica en estos emplazamientos.

Sobre el aprovechamiento de infraestructuras existente, existe una relación

directa entre reducir la inversión en un 4% y la reducción correspondiente en el LCOE (Costo Nivelado de Energía).

Sin embargo, en cuanto a los tiempos de repago, no se aprecia un efecto significativo debido al alto volumen de inversión que representa el costo del equipo aerogenerador en comparación con otros costos.

Los yacimientos propuestos para transformar en Parques eólicos, tiene todo el potencial de los recurso eólicos, sobre el suelo y subsuelo existen estudios de impacto ambiental, existe vialidad, acceso a las diferentes locaciones de pozos para explotación de hidrocarburos, existen almacenes, módulos operativos que pueden ser convertidos en salas de monitoreo de las operaciones relacionadas a los parques eólicos, los parques eólicos existentes se encuentran conectados al sistema interconectado de transporte nacional de energía eléctrica, por lo que se concluye que transformar los yacimientos maduros en parques eólicos, tiene alto chance de comercialidad, es decir bajo riesgo y baja incertidumbre al tener de análogos parques eólicos como Cañadón León II que es uno de los más eficientes y de mayor FC de argentina.

Los resultados obtenidos en este TFM muestran que, se puede recuperar las zonas de los yacimientos maduros de Santa Cruz para convertir en parque eólicos, los resultados aquí presentados corresponden a 4 yacimientos, mientras que los bloques de las concesiones revertidas por la empresa estatal YPF suma más de 26 áreas sin reservas de hidrocarburos.

Existe un contexto favorable, oportunidad y potencial para impulsar la transición energética “Transformando los yacimientos maduros de hidrocarburo sin reservas en Parques Eólicos”

## CAPITULO 10: FUTURAS LINEAS DE TRABAJO

Este capítulo del TFM, está exclusivamente dedicado a visualizar áreas potenciales y de interés de investigación futura para ampliar o extender este trabajo.

A continuación, se indica las principales propuestas:

1. Estudiar soluciones para repotenciar y actualizar el sistema de transportar energía eléctrica de Argentina, basados en el potencial de desarrollo eólico propuesto en este TFM. Estudiar opciones para aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica desde las zonas remotas de Santa Cruz hasta la zona central de Argentina Buenos Aires y Gran Buenos Aires, donde se concentra la mayor demanda de energía y población.

Sobre este punto la Secretaría de Energía de Argentina ha estado trabajando en la expansión y modernización del sistema de transporte eléctrico en el país. A través de la Resolución 507/23, se dieron a conocer las obras prioritarias para robustecer el sistema y garantizar la incorporación de fuentes renovables en la matriz energética nacional.

Algunas de las inversiones incluyen:

- i. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica en Alta Tensión: Este plan contempla la construcción de nuevas líneas de 500, 200 y 132 kV, así como la interconexión entre diferentes regiones. Por ejemplo, se prevé una interconexión de 500 kV entre Santa Cruz y Tierra del Fuego, y otra internacional entre Formosa y Villa Hayes (Paraguay).
- ii. Obras autorizadas para optimizar el transporte de energía eléctrica: Se aprobó 70 obras de ampliación y 33 accesos destinados a aumentar el rendimiento del Sistema Argentino de Interconexión.
- iii. Avance en la ejecución de 54 obras de transporte y distribución eléctrica: En el marco del Plan Federal de Transporte, se busca

sumar 5,000 kilómetros de líneas de alta tensión en los próximos dos años.

La implementación de estas obras de infraestructura eléctrica en Argentina enfrenta varios desafíos:

- **Financiamiento:** Asegurar los recursos financieros necesarios a largo plazo para asegurar culminar los proyectos. Las inversiones en infraestructura eléctrica requieren de presupuesto y asignación adecuada de fondos y una planificación financiera óptima.

**Permisos y regulaciones:** Obtener los permisos y asegurarse de cumplir con las regulaciones ambientales.

- **Tecnología y logística:** La logística para transportar y montar los elementos puede ser complicada, especialmente en terrenos difíciles o remotos.
- **Planificación y coordinación:** gestionar múltiples proyectos de infraestructura eléctrica, requiere una planificación óptima, para sincronizar las diferentes obras para mitigar riesgos en el suministro eléctrico existente.
- **Resistencia de Interesados:** como comunidades autóctonas o de protección ambiental, que pueden oponerse a la construcción de torres de transmisión cerca de sus hogares o hábitat de animales debido a preocupaciones sobre la salud, el impacto visual o la propiedad de la tierra.

Como segunda línea de trabajo, se propone suponiendo que se avanza en los planes de desarrollo propuesto en este TFM:

2. Aprovechar excedente de Energía eólica generada, una solución técnica y posiblemente viable es transformar o acumular en otra forma de energía, POWER to X de alta eficiencia, y que permita una rápida respuesta en momentos de alta demanda o que directamente pueda ser usada en su nueva forma X, como:
  - a. El excedente de energía se puede utilizar para producir hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. Esta opción sería viable para las zonas de los yacimientos de Gas Natural de la cuenca del Golfo San Jorge, se puede producir y transportar por los Gasoductos existentes hasta las refinerías, o hasta otros destinos de consumos de Hidrogeno más Gas

Natural, mezclados en la combinación que sea viable para ser usada como combustible para diferentes procesos.

- b. Diseño y estudio de una instalación híbrida CAES que aproveche excedentes de energía eléctrica proveniente de fuentes eólicas, la idea sería comprimir el aire de la atmósfera para luego almacenarlo a gran presión en el subsuelo y posteriormente utilizar este aire comprimido para la generación de electricidad en turbinas. El almacenamiento de aire comprimido en el subsuelo requiere de ciertas condiciones o características de geologías para que sea viable el CAES. Por lo que el trabajo futuro puede ser enfocado en estudiar la viabilidad de comprimir el aire en las diferentes formaciones de la cuenca del Golfo San Jorge (Roca porosa).

Aplicaciones reales en Argentina:

El proyecto SMART MinEnergy está desarrollando un sistema de almacenamiento de energía seguro y eficiente basado en la tecnología CAES, reutilizando cavidades mineras abandonadas

## REFERENCIAS

### Referencias Bibliográfica

- Cantero, Elena. 2022. "Metodologías de Evaluación de Recurso Eólico: Incorporación de La Estabilidad Atmosférica Como Variable." Universidad Pública de Navarra.  
doi:10.48035/Tesis/2454/44391.
- Clementi, Luciana Vanesa. 2017. *ENERGÍA EÓLICA Y TERRITORIOS EN ARGENTINA. Proyectos En El Sur de La Provincia de Buenos Aires Fines Del Siglo XX y Principios Del Siglo XXI.*
- Clementi, Luciana Vanesa, Silvina Cecilia Carrizo, and Guillermina Paula Jacinto. 2021. "ARGENTINE WIND GENEALOGY (1990-2020)." *Finisterra* 56(116): 205–21. doi:10.18055/Finis20078.
- LEA Circularrea. 2017. *RIESGOS EN AEROGENERADORES. Circular 05.17.* Buenos Aires.
- Merkel, Marisol, Eduardo Brau, and Matias Sotomayor. 2023. *Informe de País Argentina 2023.* www.odsargentina.gob.ar.
- Prioleta, Juan Antonio. 2019. *Guía Sobre Energía Eólica y Biodiversidad.* www.idbinvest.org.
- Secretaría de Provincias Subsecretaría de Políticas para el Desarrollo con Equidad Regional. 2022. *Cadenas de Valor SANTA CRUZ.*
- United Nations. Economic Commission for Europe. 2019. *United Nations Framework Classification for Resources : Update 2019.*

### Referencia de Bases de datos

1. <https://globalatlas.irena.org/workspace>
2. <https://globalwindatlas.info/es>
3. Servicio Meteorológico Nacional. (smn.gob.ar)
4. <http://datos.energia.gob.ar/dataset/centrales-energia-renovables>
5. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/informacion-geografica-energia/mapas-tematicos>
6. <tps://sig.energia.gob.ar/visor>

### Referencias de Páginas Web

1. [www.argentina.gob.ar/economia/energia](http://www.argentina.gob.ar/economia/energia)
2. [CAMMESA | Sitio web de CAMMESA](#)
3. [IEA – International Energy Agency](#)
4. <https://www.spe.org/>
5. [Asociación Empresarial Eólica \(AEE\)](#)
6. [Asociación de Empresas de Energías Renovables \(APPA\)](#)
7. [https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/307/aea\\_tecnologia\\_eolica\\_argentina](https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/307/aea_tecnologia_eolica_argentina)
8. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/programa\\_renovar\\_rond](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/programa_renovar_rond)

- [a 1 - pliego de bases y condiciones.pdf](#)
9. <https://econojournal.com.ar/2019/08/otorgan-un-nuevo-beneficio-impositivo-a-los-proyectos-de-energias-renovables/>.
  10. <https://www.eleconomista.com.ar/2019-08-adjudicaron-la-ronda-3-del-programa-renovar/>
  11. <http://www.energiaestrategica.com/se-lanzo-la-ronda-1-5-licitacion-proyectos-energias-renovables-600-mw/>
  12. <http://www.energiaestrategica.com/se-firmaron-cuatro-contratos-energia-renovable-pendientes-la-anterior-gestion/>
  13. <http://www.energiaestrategica.com/finalmente-los-proyectos-eolicos-del-genren-firmaran-contratos-ppa-manana/>
  14. <http://www.energiaestrategica.com/balance-del-crecimiento-del-sector-energetico-renovable-en-argentina-parques-en-construccion-potencia-instalada-y-precios/>
  15. <http://www.enernews.com/nota/301997/plan-renovar-los-17-adjudicados-uno-por-uno-habra-ronda-15-todo-el-anuncio-del-minem>

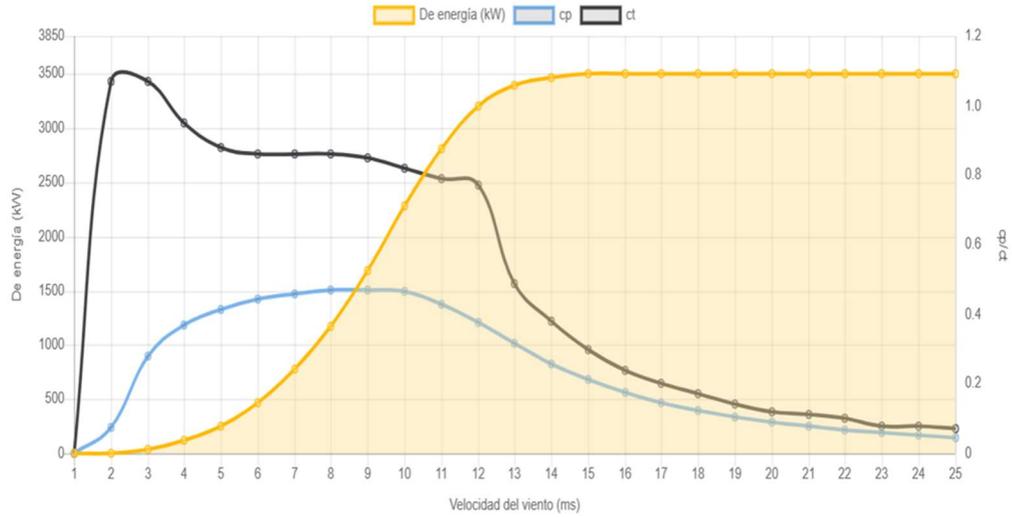
## **ANEXOS**

- ANEXO 1: Curvas de potencia de aerogeneradores
- ANEXO 2: Volumen de energía – Método Estático
- ANEXO 3: Volumen de energía – Método Probabilístico (Monte Carlo)
- ANEXO 4: Evaluaciones Económicas

## CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADORES

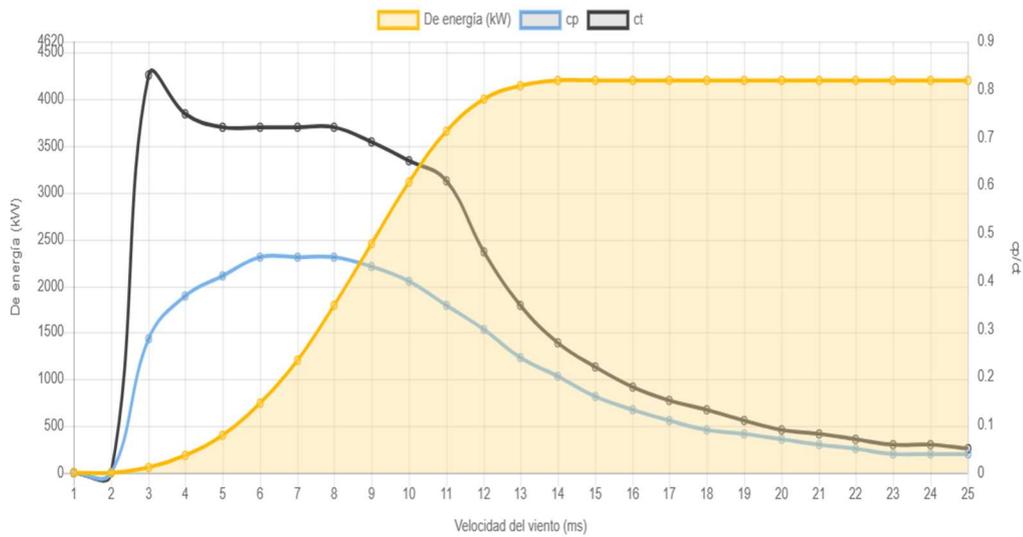
Modelo: Enercon E-101 E2/ 3.5 MW

Curva de potencia



Modelo: Enercon E-126 EP4/ 4.2 MW

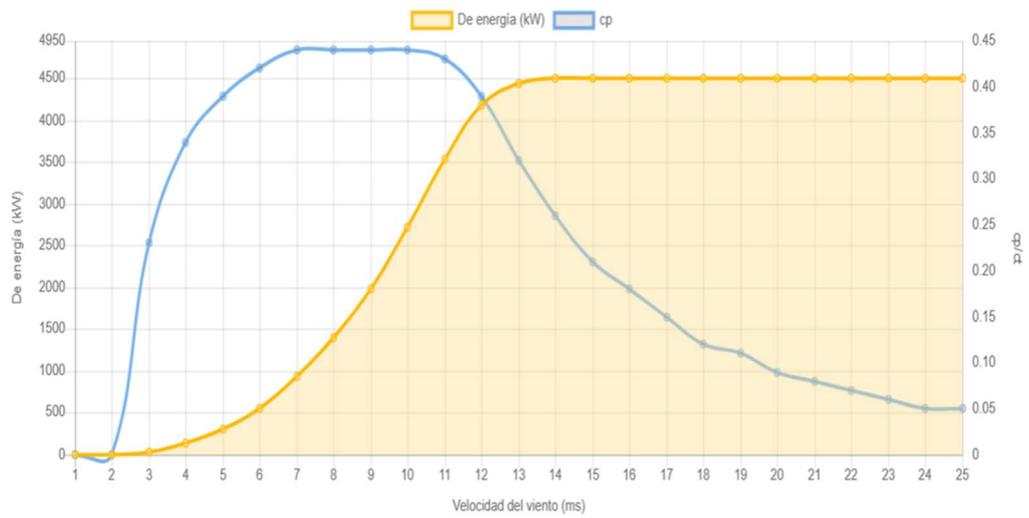
Curva de potencia



# Anexo 1- Curvas de Potencia de Aerogeneradores.

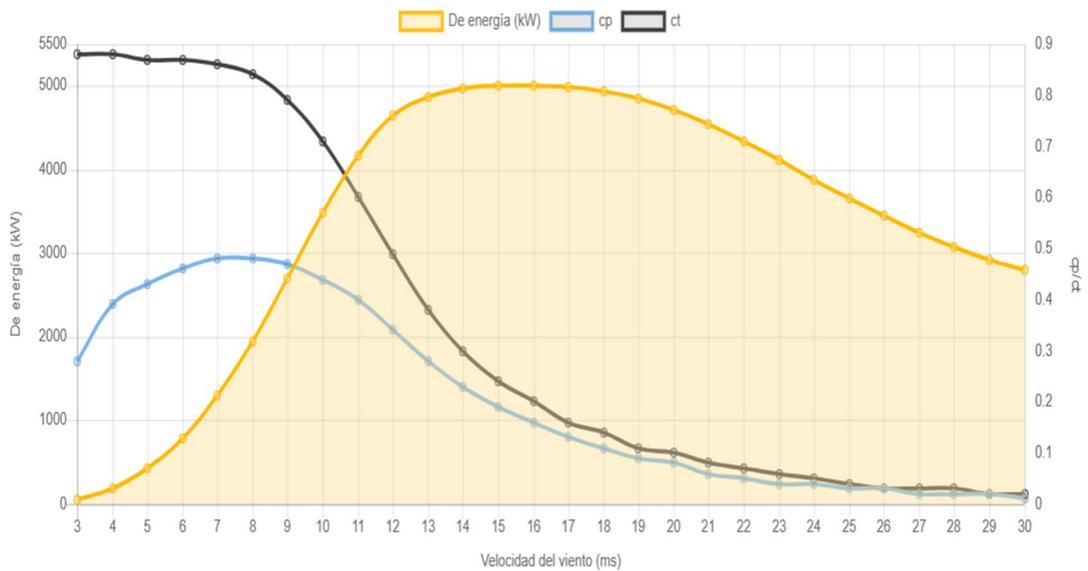
Modelo: Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW

## Curva de potencia



Modelo: Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW

## Curva de potencia



## VOLUMENES DE ENERGÍA – METODO ESTÁTICO

Resultado de cálculo de Energía (KWh) con datos de velocidad de GWA, para cada modelo de aerogenerador seleccionado.

Velocidad (m/s) ALTURA 85 m	Frecuencia % Horas	Frecuencia Horas	Potencia Enercon-E- 101 E2 / 3,5 MW		Energía Enercon-E- 101 E2 / 3,5 MW		Potencia Enercon-E- 126 EP4 / 4,2 MW		Energía Enercon-E- 126 EP4 / 4,2 MW		Potencia Enercon-E- 112 / 45,114 / 4,5 MW		Energía Enercon-E- 112 / 45,114 / 4,5 MW		Potencia Gamesa G128-5,0 MW		Energía Gamesa G128-5,0 MW									
			1850,00	972.360,00	2.500,00	1.314.000,00	2.050,00	1.077.480,00	2.850,00	1.497.960,00	1.350,00	473.040,00	1.750,00	613.200,00	1.550,00	543.120,00	2.010,00	704.304,00	1.100,00	289.080,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.980,00	520.344,00
9,16	0,06	525,60	1.850,00	972.360,00	2.500,00	1.314.000,00	2.050,00	1.077.480,00	2.850,00	1.497.960,00	1.350,00	473.040,00	1.750,00	613.200,00	1.550,00	543.120,00	2.010,00	704.304,00	1.100,00	289.080,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.980,00	520.344,00
8,14	0,04	350,40	1.350,00	473.040,00	1.750,00	613.200,00	1.550,00	543.120,00	1.750,00	613.200,00	1.550,00	543.120,00	1.750,00	613.200,00	1.550,00	543.120,00	2.010,00	704.304,00	1.100,00	289.080,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.980,00	520.344,00
7,86	0,03	262,80	1.100,00	289.080,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.980,00	520.344,00	1.100,00	289.080,00	1.750,00	459.900,00	1.350,00	354.780,00	1.980,00	520.344,00
7,56	0,02	175,20	1.000,00	175.200,00	1.550,00	271.560,00	1.300,00	227.760,00	1.550,00	271.560,00	1.300,00	227.760,00	1.550,00	271.560,00	1.300,00	227.760,00	1.980,00	520.344,00	1.000,00	175.200,00	1.550,00	271.560,00	1.300,00	227.760,00	1.980,00	520.344,00
7,25	0,02	175,20	850,00	148.920,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.410,00	247.032,00	850,00	148.920,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.410,00	247.032,00
7,25	0,02	175,20	850,00	148.920,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.410,00	247.032,00	850,00	148.920,00	1.450,00	254.040,00	1.290,00	226.008,00	1.410,00	247.032,00
6,68	0,03	262,80	600,00	157.680,00	1.050,00	275.940,00	650,00	170.820,00	1.050,00	275.940,00	650,00	170.820,00	1.050,00	275.940,00	650,00	170.820,00	1.100,00	289.080,00	600,00	157.680,00	1.050,00	275.940,00	650,00	170.820,00	1.100,00	289.080,00
7,50	0,06	525,60	990,00	520.344,00	1.500,00	788.400,00	1.300,00	683.280,00	1.500,00	788.400,00	1.300,00	683.280,00	1.500,00	788.400,00	1.300,00	683.280,00	1.550,00	814.680,00	990,00	520.344,00	1.500,00	788.400,00	1.300,00	683.280,00	1.550,00	814.680,00
7,46	0,15	1.314,00	990,00	1.300.860,00	1.500,00	1.971.000,00	1.300,00	1.708.200,00	1.500,00	1.971.000,00	1.300,00	1.708.200,00	1.500,00	1.971.000,00	1.300,00	1.708.200,00	1.550,00	2.036.700,00	990,00	1.300.860,00	1.500,00	1.971.000,00	1.300,00	1.708.200,00	1.550,00	2.036.700,00
8,08	0,26	2.277,60	1.350,00	3.074.760,00	1.750,00	3.985.800,00	1.500,00	3.416.400,00	1.750,00	3.985.800,00	1.500,00	3.416.400,00	1.750,00	3.985.800,00	1.500,00	3.416.400,00	2.010,00	4.577.976,00	1.350,00	3.074.760,00	1.750,00	3.985.800,00	1.500,00	3.416.400,00	2.010,00	4.577.976,00
9,09	0,22	1.927,20	1.800,00	3.468.960,00	2.500,00	4.818.000,00	2.000,00	3.854.400,00	2.500,00	4.818.000,00	2.000,00	3.854.400,00	2.500,00	4.818.000,00	2.000,00	3.854.400,00	2.700,00	5.203.440,00	1.800,00	1.927.200,00	2.500,00	4.818.000,00	2.000,00	3.854.400,00	2.700,00	5.203.440,00
9,53	0,11	963,60	2.000,00	1.927.200,00	2.750,00	2.649.900,00	2.490,00	2.399.364,00	2.750,00	2.649.900,00	2.490,00	2.399.364,00	2.750,00	2.649.900,00	2.490,00	2.399.364,00	3.000,00	2.890.800,00	2.000,00	1.927.200,00	2.750,00	2.649.900,00	2.490,00	2.399.364,00	3.000,00	2.890.800,00
9,76	0,06	525,60	2.150,00	1.130.040,00	3.000,00	1.576.800,00	2.500,00	1.314.000,00	3.000,00	1.576.800,00	2.500,00	1.314.000,00	3.000,00	1.576.800,00	2.500,00	1.314.000,00	3.300,00	1.734.480,00	2.150,00	1.130.040,00	3.000,00	1.576.800,00	2.500,00	1.314.000,00	3.300,00	1.734.480,00
8,68	0,04	350,40	1.550,00	543.120,00	2.250,00	788.400,00	1.700,00	595.680,00	2.250,00	788.400,00	1.700,00	595.680,00	2.250,00	788.400,00	1.700,00	595.680,00	2.500,00	876.000,00	1.550,00	543.120,00	2.250,00	788.400,00	1.700,00	595.680,00	2.500,00	876.000,00
8,38	0,03	262,80	1.470,00	386.316,00	2.100,00	551.880,00	1.600,00	420.480,00	2.100,00	551.880,00	1.600,00	420.480,00	2.100,00	551.880,00	1.600,00	420.480,00	2.250,00	591.300,00	1.470,00	386.316,00	2.100,00	551.880,00	1.600,00	420.480,00	2.250,00	591.300,00
8,05	0,02	175,20	1.300,00	227.760,00	1.700,00	297.840,00	1.550,00	271.560,00	1.700,00	297.840,00	1.550,00	271.560,00	1.700,00	297.840,00	1.550,00	271.560,00	2.000,00	350.400,00	1.300,00	227.760,00	1.700,00	297.840,00	1.550,00	271.560,00	2.000,00	350.400,00
7,71	0,02	175,20	1.000,00	175.200,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.800,00	315.360,00	1.000,00	175.200,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.800,00	315.360,00
7,72	0,02	175,20	1.000,00	175.200,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.800,00	315.360,00	1.000,00	175.200,00	1.560,00	273.312,00	1.330,00	233.016,00	1.800,00	315.360,00
7,11	0,02	175,20	750,00	131.400,00	1.100,00	192.720,00	1.005,00	176.076,00	1.100,00	192.720,00	1.005,00	176.076,00	1.100,00	192.720,00	1.005,00	176.076,00	1.400,00	245.280,00	750,00	131.400,00	1.100,00	192.720,00	1.005,00	176.076,00	1.400,00	245.280,00
7,99	0,06	525,60	1.300,00	683.280,00	1.700,00	893.520,00	1.520,00	798.912,00	1.700,00	893.520,00	1.520,00	798.912,00	1.700,00	893.520,00	1.520,00	798.912,00	2.000,00	1.051.200,00	1.300,00	683.280,00	1.700,00	893.520,00	1.520,00	798.912,00	2.000,00	1.051.200,00
7,95	0,14	1.226,40	1.300,00	1.594.320,00	1.700,00	2.084.880,00	1.520,00	1.864.128,00	1.700,00	2.084.880,00	1.520,00	1.864.128,00	1.700,00	2.084.880,00	1.520,00	1.864.128,00	2.000,00	2.452.800,00	1.300,00	1.594.320,00	1.700,00	2.084.880,00	1.520,00	1.864.128,00	2.000,00	2.452.800,00
8,60	0,26	2.277,60	1.500,00	3.416.400,00	2.300,00	5.238.480,00	1.700,00	3.871.920,00	2.300,00	5.238.480,00	1.700,00	3.871.920,00	2.300,00	5.238.480,00	1.700,00	3.871.920,00	2.400,00	5.466.240,00	1.500,00	3.416.400,00	2.300,00	5.238.480,00	1.700,00	3.871.920,00	2.400,00	5.466.240,00
9,68	0,22	1.927,20	2.100,00	4.047.120,00	2.900,00	5.588.880,00	2.495,00	4.808.364,00	2.900,00	5.588.880,00	2.495,00	4.808.364,00	2.900,00	5.588.880,00	2.495,00	4.808.364,00	3.050,00	5.877.960,00	2.100,00	4.047.120,00	2.900,00	5.588.880,00	2.495,00	4.808.364,00	3.050,00	5.877.960,00
10,15	0,11	963,60	2.490,00	2.399.364,00	3.000,00	2.890.800,00	2.900,00	2.794.440,00	3.000,00	2.890.800,00	2.900,00	2.794.440,00	3.000,00	2.890.800,00	2.900,00	2.794.440,00	3.700,00	3.565.320,00	2.490,00	2.399.364,00	3.000,00	2.890.800,00	2.900,00	2.794.440,00	3.700,00	3.565.320,00

Anexo 2. Informe -Análisis Estocástico (Monte Carlo) Recursos Eólicos

Resultado de cálculo de Energía (KWh) con datos de velocidad de IRENA, para cada modelo de aerogenerador seleccionado.

Velocidad (m/s) 85m	Frecuencia % Horas	Frecuencia Horas cum	Frecuencia Horas	Potencia Enercon E-101E2/3.5MW	Energía Enercon E- E2/3.5MW	Potencia Enercon E-126 EP4/4.2MW	Energía Enercon E- EP4/4.2MW	Potencia Enercon E- 112/45.114/4.5 MW	Energía Enercon E- 112/45.114/4.5 MW	Potencia Gamasa G128-5.0MW	Energía Gamasa G128-5.0MW
16.95	2.00	175.20	175.20	3.500.00	613.200.00	4.200.00	735.840.00	4.500.00	768.400.00	5.000.00	876.000.00
14.89	4.00	350.40	175.20	3.500.00	613.200.00	4.200.00	735.840.00	4.500.00	768.400.00	5.000.00	876.000.00
13.78	6.00	525.60	175.20	3.500.00	613.200.00	4.200.00	735.840.00	4.500.00	768.400.00	5.000.00	876.000.00
13.05	8.00	700.80	175.20	3.400.00	595.680.00	4.200.00	735.840.00	4.500.00	768.400.00	4.900.00	858.480.00
12.52	10.00	876.00	175.20	3.250.00	569.400.00	4.100.00	718.320.00	4.400.00	770.880.00	4.800.00	840.960.00
12.10	12.00	1.051.20	175.20	3.200.00	560.640.00	4.000.00	700.800.00	4.500.00	788.400.00	4.700.00	832.200.00
11.76	14.00	1.226.40	175.20	3.100.00	543.120.00	3.950.00	692.040.00	4.100.00	718.320.00	4.500.00	788.400.00
11.49	16.00	1.401.60	175.20	3.000.00	525.600.00	3.900.00	683.280.00	4.000.00	700.800.00	4.400.00	770.880.00
11.25	18.00	1.576.80	175.20	2.900.00	508.080.00	3.750.00	657.000.00	3.500.00	621.960.00	4.350.00	762.120.00
11.06	20.00	1.752.00	175.20	2.800.00	490.560.00	3.700.00	648.240.00	3.520.00	616.704.00	4.300.00	753.360.00
10.88	22.00	1.927.20	175.20	2.650.00	464.280.00	3.570.00	625.484.00	3.490.00	611.448.00	4.300.00	753.360.00
10.73	24.00	2.102.40	175.20	2.600.00	455.520.00	3.550.00	621.960.00	3.460.00	609.696.00	3.900.00	683.280.00
10.60	26.00	2.277.60	175.20	2.550.00	446.760.00	3.500.00	613.200.00	3.470.00	607.944.00	3.800.00	665.760.00
10.47	28.00	2.452.80	175.20	2.500.00	438.000.00	3.450.00	604.440.00	3.450.00	604.440.00	3.800.00	665.760.00
10.36	30.00	2.628.00	175.20	2.500.00	438.000.00	3.400.00	595.680.00	3.000.00	525.600.00	3.800.00	665.760.00
10.25	32.00	2.803.20	175.20	2.500.00	438.000.00	3.300.00	578.160.00	3.000.00	525.600.00	3.750.00	657.000.00
10.17	34.00	2.978.40	175.20	2.490.00	436.248.00	3.000.00	525.600.00	2.900.00	508.080.00	3.700.00	648.240.00
10.08	36.00	3.153.60	175.20	2.400.00	420.480.00	3.000.00	525.600.00	2.800.00	490.560.00	3.600.00	630.720.00
10.00	38.00	3.328.80	175.20	2.400.00	420.480.00	3.000.00	525.600.00	2.800.00	490.560.00	3.500.00	613.200.00
9.92	40.00	3.504.00	175.20	2.150.00	376.680.00	3.000.00	525.600.00	2.550.00	446.760.00	3.500.00	613.200.00
9.85	42.00	3.679.20	175.20	2.150.00	376.680.00	3.000.00	525.600.00	2.510.00	439.752.00	3.300.00	578.160.00
9.78	44.00	3.854.40	175.20	2.150.00	376.680.00	3.000.00	525.600.00	2.500.00	438.000.00	3.300.00	578.160.00
9.73	46.00	4.029.60	175.20	2.100.00	367.920.00	2.900.00	508.080.00	2.500.00	438.000.00	3.300.00	578.160.00
9.67	48.00	4.204.80	175.20	2.100.00	367.920.00	2.900.00	508.080.00	2.500.00	438.000.00	3.050.00	534.360.00
9.61	50.00	4.380.00	175.20	2.050.00	359.160.00	2.800.00	490.560.00	2.500.00	438.000.00	3.000.00	525.600.00
9.56	52.00	4.555.20	175.20	2.050.00	359.160.00	2.800.00	490.560.00	2.490.00	436.248.00	3.000.00	525.600.00
9.50	54.00	4.730.40	175.20	2.000.00	350.400.00	2.750.00	481.800.00	2.490.00	436.248.00	3.000.00	525.600.00
9.45	56.00	4.905.60	175.20	2.000.00	350.400.00	2.750.00	481.800.00	2.250.00	394.200.00	3.000.00	525.600.00
9.40	58.00	5.080.80	175.20	1.950.00	341.640.00	2.700.00	473.040.00	2.250.00	394.200.00	2.950.00	516.840.00
9.36	60.00	5.256.00	175.20	1.950.00	341.640.00	2.700.00	473.040.00	2.250.00	394.200.00	2.900.00	508.080.00
9.31	62.00	5.431.20	175.20	1.900.00	332.880.00	2.600.00	455.520.00	2.200.00	385.440.00	2.900.00	508.080.00
9.27	64.00	5.606.40	175.20	1.900.00	332.880.00	2.600.00	455.520.00	2.200.00	385.440.00	2.900.00	508.080.00
9.23	66.00	5.781.60	175.20	1.850.00	324.120.00	2.500.00	438.000.00	2.200.00	385.440.00	2.850.00	499.320.00
9.19	68.00	5.956.80	175.20	1.850.00	324.120.00	2.500.00	438.000.00	2.200.00	385.440.00	2.850.00	499.320.00
9.15	70.00	6.132.00	175.20	1.800.00	315.360.00	2.500.00	438.000.00	2.100.00	367.920.00	2.800.00	480.560.00
9.11	72.00	6.307.20	175.20	1.800.00	315.360.00	2.500.00	438.000.00	2.100.00	367.920.00	2.800.00	480.560.00
9.07	74.00	6.482.40	175.20	1.800.00	315.360.00	2.500.00	438.000.00	2.000.00	350.400.00	2.780.00	487.056.00
9.03	76.00	6.657.60	175.20	1.750.00	306.600.00	2.500.00	438.000.00	2.000.00	350.400.00	2.700.00	473.040.00
8.99	78.00	6.832.80	175.20	1.750.00	306.600.00	2.500.00	438.000.00	2.000.00	350.400.00	2.700.00	473.040.00
8.96	80.00	7.008.00	175.20	1.750.00	306.600.00	2.500.00	438.000.00	2.000.00	350.400.00	2.700.00	473.040.00
8.92	82.00	7.183.20	175.20	1.650.00	289.080.00	2.400.00	420.480.00	1.850.00	324.120.00	2.700.00	473.040.00
8.88	84.00	7.358.40	175.20	1.650.00	289.080.00	2.400.00	420.480.00	1.850.00	324.120.00	2.700.00	473.040.00
8.85	86.00	7.533.60	175.20	1.650.00	289.080.00	2.400.00	420.480.00	1.850.00	324.120.00	2.700.00	473.040.00
8.82	88.00	7.708.80	175.20	1.600.00	280.320.00	2.300.00	402.960.00	1.850.00	324.120.00	2.700.00	473.040.00
8.78	90.00	7.884.00	175.20	1.600.00	280.320.00	2.300.00	402.960.00	1.850.00	324.120.00	2.700.00	473.040.00
8.74	92.00	8.059.20	175.20	1.550.00	271.560.00	2.250.00	394.200.00	1.800.00	315.360.00	2.500.00	438.000.00
8.70	94.00	8.234.40	175.20	1.550.00	271.560.00	2.250.00	394.200.00	1.800.00	315.360.00	2.500.00	438.000.00
8.66	96.00	8.409.60	175.20	1.500.00	262.800.00	2.300.00	402.960.00	1.750.00	306.600.00	2.400.00	420.480.00
8.61	98.00	8.584.80	175.20	1.500.00	262.800.00	2.300.00	402.960.00	1.750.00	306.600.00	2.400.00	420.480.00
8.55	100.00	8.760.00	175.20	1.500.00	262.800.00	2.300.00	402.960.00	1.650.00	289.080.00	2.400.00	420.480.00

# VOLUMENES DE ENERGÍA – METODO ESTOCASTICO MONTE CARLO

Resultado de cálculo de Energía (KWh) con datos de velocidad de GWA, para cada modelo de aerogenerador seleccionado

Density power (W/m2)	Velocidad (m/s)	Altura (m)	Velocidad (m/s) 85m	Frecuencia Horas cum	Frecuencia Horas	Potencia Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Potencia Enercon E-126 EP4 / 4, 2MW	Energía Enercon E-126 EP4 / 4, 2MW	Potencia Enercon E-112 / 4.5 MW / 4.5 MW	Energía Enercon E-112 / 4.5 MW	Potencia Enercon E-114 / 4.5 MW	Energía Enercon E-114 / 4.5 MW	Potencia Gamasa G128-5.0MW	Energía Gamasa G128-5.0MW
701.985	17.31	100	16.95	2	175.20	3500	613.200.00	4200	735.840.00	4500	788.400.00	5000	876.000.00	5000	876.000.00
490.419	15.2	100	14.89	4	350.40	3500	613.200.00	4200	735.840.00	4500	788.400.00	5000	876.000.00	5000	876.000.00
395.093	14.07	100	13.78	6	525.60	3500	613.200.00	4200	735.840.00	4500	788.400.00	5000	876.000.00	5000	876.000.00
339.585	13.32	100	13.05	8	700.80	3400	595.680.00	4200	735.840.00	4500	788.400.00	4900	858.480.00	4900	858.480.00
302.013	12.78	100	12.52	10	876.00	3250	569.400.00	4100	718.320.00	4400	770.880.00	4800	840.960.00	4800	840.960.00
274.3	12.35	100	12.10	12	1.051.20	3200	560.640.00	4000	700.800.00	4300	758.400.00	4750	832.200.00	4750	832.200.00
252.826	12.01	100	11.76	14	1.226.40	3100	543.120.00	3950	692.040.00	4100	718.320.00	4500	788.400.00	4500	788.400.00
235.693	11.73	100	11.49	16	1.401.60	3000	525.600.00	3900	683.280.00	4000	700.800.00	4400	770.880.00	4400	770.880.00
221.696	11.49	100	11.25	18	1.576.80	2900	508.080.00	3750	657.000.00	3550	621.960.00	4350	762.120.00	4350	762.120.00
210.019	11.29	100	11.06	20	1.752.00	2800	490.560.00	3700	648.240.00	3520	616.704.00	4300	753.360.00	4300	753.360.00
200.091	11.11	100	10.88	22	1.927.20	2650	464.280.00	3570	625.464.00	3490	611.448.00	4300	753.360.00	4300	753.360.00
191.52	10.96	100	10.73	24	2.102.40	2600	455.520.00	3550	621.960.00	3480	609.696.00	3900	683.280.00	3900	683.280.00
184.019	10.82	100	10.60	26	2.277.60	2550	446.760.00	3500	613.200.00	3470	607.944.00	3800	665.760.00	3800	665.760.00
177.382	10.69	100	10.47	28	2.452.80	2500	438.000.00	3450	604.440.00	3450	604.440.00	3800	665.760.00	3800	665.760.00
171.44	10.58	100	10.36	30	2.628.00	2500	438.000.00	3400	595.680.00	3000	525.600.00	3800	665.760.00	3800	665.760.00
166.085	10.47	100	10.25	32	2.803.20	2500	438.000.00	3300	578.160.00	3000	525.600.00	3750	657.000.00	3750	657.000.00
161.223	10.38	100	10.17	34	2.978.40	2490	436.248.00	3000	575.680.00	2900	508.080.00	3700	648.240.00	3700	648.240.00
156.796	10.29	100	10.08	36	3.153.60	2400	420.480.00	3000	575.680.00	2800	490.560.00	3600	630.720.00	3600	630.720.00
152.72	10.21	100	10.00	38	3.328.80	2400	420.480.00	3000	575.680.00	2800	490.560.00	3500	613.200.00	3500	613.200.00
148.977	10.13	100	9.92	40	3.504.00	2150	376.680.00	3000	575.680.00	2550	446.760.00	3500	613.200.00	3500	613.200.00
145.516	10.06	100	9.85	42	3.679.20	2150	376.680.00	3000	575.680.00	2510	439.752.00	3300	578.160.00	3300	578.160.00
142.305	9.99	100	9.78	44	3.854.40	2150	376.680.00	3000	575.680.00	2500	438.000.00	3300	578.160.00	3300	578.160.00
139.316	9.93	100	9.73	46	4.029.60	2100	367.920.00	2900	508.080.00	2500	438.000.00	3300	578.160.00	3300	578.160.00
136.523	9.87	100	9.67	48	4.204.80	2100	367.920.00	2900	508.080.00	2500	438.000.00	3050	534.360.00	3050	534.360.00
133.905	9.81	100	9.61	50	4.380.00	2050	359.160.00	2800	490.560.00	2500	438.000.00	3000	525.600.00	3000	525.600.00
131.444	9.76	100	9.56	52	4.555.20	2050	359.160.00	2800	490.560.00	2490	436.248.00	3000	525.600.00	3000	525.600.00
129.125	9.71	100	9.50	54	4.730.40	2000	350.400.00	2750	481.800.00	2490	436.248.00	3000	525.600.00	3000	525.600.00
126.938	9.65	100	9.45	56	4.905.60	2000	350.400.00	2750	481.800.00	2490	436.248.00	2950	516.840.00	2950	516.840.00
124.868	9.6	100	9.40	58	5.080.80	1950	341.640.00	2700	473.040.00	2250	394.200.00	2900	508.080.00	2900	508.080.00
122.906	9.56	100	9.36	60	5.256.00	1950	341.640.00	2700	473.040.00	2250	394.200.00	2900	508.080.00	2900	508.080.00
121.04	9.51	100	9.31	62	5.431.20	1900	332.880.00	2600	455.520.00	2200	385.440.00	2900	508.080.00	2900	508.080.00
119.26	9.46	100	9.27	64	5.606.40	1900	332.880.00	2600	455.520.00	2200	385.440.00	2900	508.080.00	2900	508.080.00
117.555	9.42	100	9.23	66	5.781.60	1850	324.120.00	2500	438.000.00	2200	385.440.00	2850	499.320.00	2850	499.320.00
115.917	9.38	100	9.19	68	5.956.80	1850	324.120.00	2500	438.000.00	2200	385.440.00	2850	499.320.00	2850	499.320.00
114.338	9.34	100	9.15	70	6.132.00	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2100	367.920.00	2800	490.560.00	2800	490.560.00
112.811	9.3	100	9.11	72	6.307.20	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2100	367.920.00	2800	490.560.00	2800	490.560.00
111.334	9.26	100	9.07	74	6.482.40	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2000	350.400.00	2780	487.056.00	2780	487.056.00
109.902	9.22	100	9.03	76	6.657.60	1750	306.600.00	2500	438.000.00	2000	350.400.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
108.513	9.18	100	8.99	78	6.832.80	1750	306.600.00	2500	438.000.00	2000	350.400.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
107.163	9.15	100	8.96	80	7.008.00	1750	306.600.00	2500	438.000.00	2000	350.400.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
105.853	9.11	100	8.92	82	7.183.20	1650	289.080.00	2400	420.480.00	1850	324.120.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
104.583	9.07	100	8.88	84	7.358.40	1650	289.080.00	2400	420.480.00	1850	324.120.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
103.347	9.04	100	8.85	86	7.533.60	1650	289.080.00	2400	420.480.00	1850	324.120.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
102.145	9	100	8.82	88	7.708.80	1600	280.320.00	2300	402.960.00	1850	324.120.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
100.976	8.96	100	8.78	90	7.884.00	1600	280.320.00	2300	402.960.00	1850	324.120.00	2700	473.040.00	2700	473.040.00
99.833	8.92	100	8.74	92	8.059.20	1550	271.560.00	2250	394.200.00	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2500	438.000.00
98.711	8.88	100	8.70	94	8.234.40	1550	271.560.00	2250	394.200.00	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2500	438.000.00
97.601	8.84	100	8.66	96	8.409.60	1550	271.560.00	2250	394.200.00	1800	315.360.00	2500	438.000.00	2500	438.000.00
96.495	8.79	100	8.61	98	8.584.80	1500	262.800.00	2300	402.960.00	1750	306.600.00	2400	420.480.00	2400	420.480.00
95.312	8.73	100	8.55	100	8.760.00	1500	262.800.00	2300	402.960.00	1650	289.080.00	2400	420.480.00	2400	420.480.00

Resultado de cálculo de Energía (KWh) con datos de velocidad de IRENA, para cada modelo de aerogenerador seleccionado

Density power (W/m2)	Velocidad (m/s)	Altura (m)	Velocidad (m/s) 65 m	Frecuencia % Horas	Frecuencia Horas	Potencia Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW	Potencia Enercon E-126 EP4 / 4.2MW	Energía Enercon E-126 EP4 / 4.2MW	Potencia Enercon E-112 / 45.114 / 4.5 MW	Energía Enercon E-112 / 45.114 / 4.5 MW	Potencia Gamesa G128-5.0MW	Energía Gamesa G128-5.0MW
766.79	8.76	60	9.16	0.06	525.60	1850	972360	2500	1314000	2.050,00	1.077.480,00	2850	1.497.960,00
607.07	7.79	60	8.14	0.04	350.40	1350	473040	1750	613200	1.550,00	543.120,00	2010	704.304,00
550.49	7.52	60	7.86	0.03	262.80	1100	289080	1750	459900	1.350,00	354.780,00	1980	520.344,00
528.76	7.23	60	7.56	0.02	175.20	1000	175200	1550	271560	1.300,00	227.760,00	1750	306.600,00
509.14	6.93	60	7.25	0.02	175.20	850	148920	1450	254040	1.290,00	226.008,00	1410	247.032,00
488.5	6.93	60	7.25	0.02	175.20	850	148920	1450	254040	1.290,00	226.008,00	1410	247.032,00
372.86	6.39	60	6.68	0.03	262.80	600	157680	1050	275940	650,00	170.820,00	1100	289.080,00
487.65	7.17	60	7.50	0.06	525.60	990	520344	1500	789400	1.300,00	683.280,00	1550	814.680,00
481.55	7.14	60	7.46	0.15	1.314.00	990	1300860	1500	1971000	1.300,00	1.706.200,00	1550	2.086.700,00
580.48	7.73	60	8.08	0.26	2.277.60	1350	3074760	1750	3985600	1.500,00	3.416.400,00	2010	4.577.976,00
804.53	8.69	60	9.09	0.22	1.927.20	1800	3468960	2500	4818000	2.000,00	3.854.400,00	2700	5.203.440,00
843.04	9.12	60	9.53	0.11	963.60	2000	1927200	2750	2649900	2.490,00	2.399.364,00	3000	2.890.800,00
1109.94	10.2	120	10.66	0.06	525.60	2150	1130040	3000	1576800	2.500,00	1.314.000,00	3300	1.734.480,00
890.35	9.07	120	9.48	0.04	350.40	1550	543120	2250	788400	1.700,00	595.680,00	2500	876.000,00
807.37	8.76	120	9.16	0.03	262.80	1470	386316	2100	551880	1.600,00	420.480,00	2250	591.300,00
775.51	8.41	120	8.79	0.02	175.20	1300	227760	1700	297840	1.550,00	271.560,00	2000	350.400,00
746.74	8.06	120	8.43	0.02	175.20	1000	175200	1560	273312	1.330,00	233.016,00	1800	315.360,00
716.46	8.07	120	8.44	0.02	175.20	1000	175200	1560	273312	1.330,00	233.016,00	1800	315.360,00
546.85	7.43	120	7.77	0.02	175.20	750	131400	1100	192720	1.005,00	176.076,00	1400	245.280,00
729.87	8.35	120	8.73	0.06	525.60	1300	683280	1700	893520	1.520,00	798.912,00	2000	1.051.200,00
706.27	8.31	120	8.69	0.14	1.226.40	1300	1594320	1700	2084880	1.520,00	1.864.128,00	2000	2.452.800,00
851.36	8.99	120	9.40	0.26	2.277.60	1500	3416400	2300	5239480	1.700,00	3.871.920,00	2400	5.466.240,00
1179.96	10.12	120	10.58	0.22	1.927.20	2100	4047120	2900	5588880	2.495,00	4.806.364,00	3050	5.877.960,00
1236.44	10.61	120	11.09	0.11	963.60	2490	2399364	3000	2890800	2.900,00	2.794.440,00	3700	3.565.320,00

## INFORME MODELO ESTOCASTICO DE MONTE CARLO – DATOS GWA

Informe de simulación Monte Carlo para datos GWA

Simulación iniciada el 06/03/2024 a las 21:52 Simulación detenida el 06/03/2024 a las 21:53

Prefs ejecución:

Número de pruebas ejecutadas 1.000

Monte Carlo Inicialización aleatoria

Control de precisión activado

Nivel de confianza 95,00%

Estadísticas de ejecución:

Tiempo de ejecución total (seg) 12,63

Pruebas/segundo (promedio)79

Números aleatorios por segundo 475

Datos de Crystal Ball:

Suposiciones	6
Correlaciones	0
Matrices de correlación	0
Variables de decisión	0
Previsiones	6

Previsiones

Hoja de trabajo: [análisis probabilístico\_GWD.xlsx]Base GWD

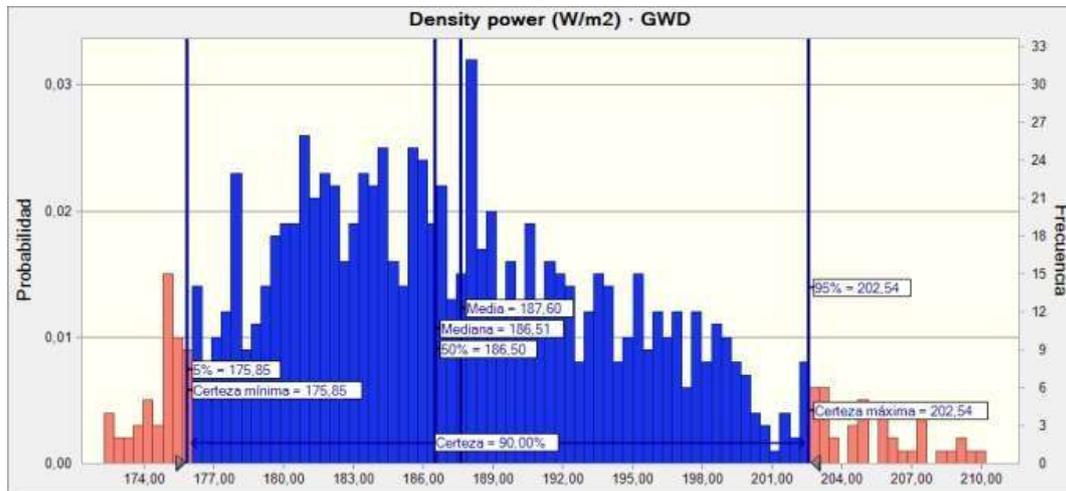
Previsión: Density power (W/m<sup>2</sup>) · GWD Celda: A58

Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 175,85 a 202,54El rango completo es de 172,27 a 219,68 El caso base es 172,19

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,26



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	172,19
Media	187,60
Mediana	186,51
Modo	---
Desviación estándar	8,22
Varianza	67,50
Sesgo	0,6550
Curtosis	3,25
Coefficiente de variación	0,0438
Mínimo	172,27
Máximo	219,68
Ancho de rango	47,41
Error estándar medio	0,26

Previsión: Density power (W/m2) · GWD (contin.) Celda: A58

Percentiles:	Valores de previsión
0%	172,27
10%	177,80
20%	180,44
30%	182,33
40%	184,35

Anexo 3. Informe de Simulación Monte Carlo. Estimación de Recursos Eólicos

50%	186,50
60%	188,57
70%	191,42
80%	194,61
90%	198,63
100%	219,68

**Previsión: Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD Celda: S58**

Resumen:

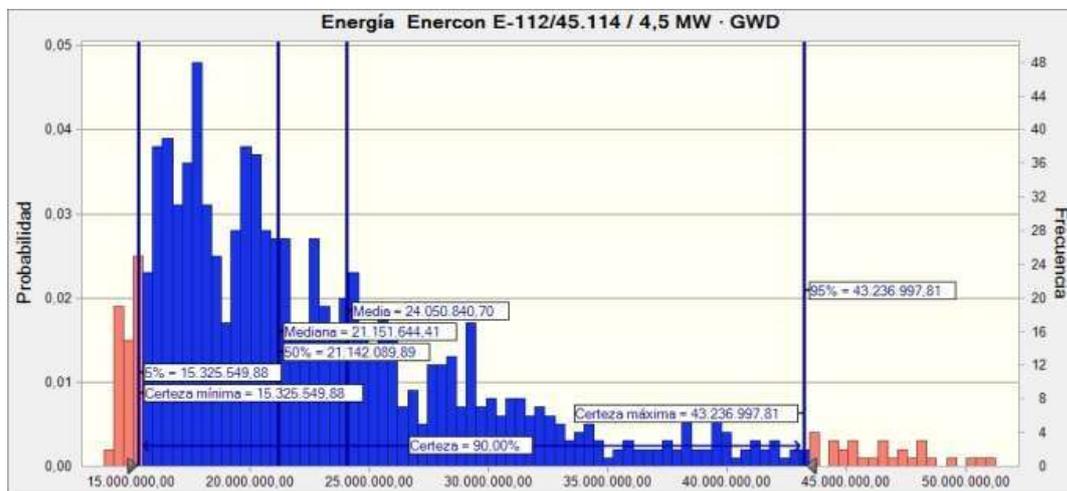
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 15.325.549,88 a 43.236.997,81

El rango completo es de 13.856.902,56 a 113.969.424,08

El caso base es 23.879.760,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 307.143,46



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	23.879.760,00
Media	24.050.840,70
Mediana	21.151.644,41
Modo	---
Desviación estándar	9.712.729,05
Varianza	#####

### Anexo 3. Informe de Simulación Monte Carlo. Estimación de Recursos Eólicos

Sesgo	2,75
Curtosis	15,89
Coefficiente de variación	0,4038
Mínimo	13.856.902,56
Máximo	113.969.424,08
Ancho de rango	100.112.521,51
Error estándar medio	307.143,46

#### Previsión: Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · GWD (contin.)

Percentiles:	Valores de previsión
0%	13.856.902,56
10%	16.114.219,33
20%	17.187.883,33
30%	18.276.163,70
40%	19.885.070,54
50%	21.142.089,89
60%	23.017.578,15
70%	25.286.622,80
80%	28.799.010,80
90%	35.747.514,81
100%	113.969.424,08

#### Previsión: Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD Celda: R58

#### Resumen:

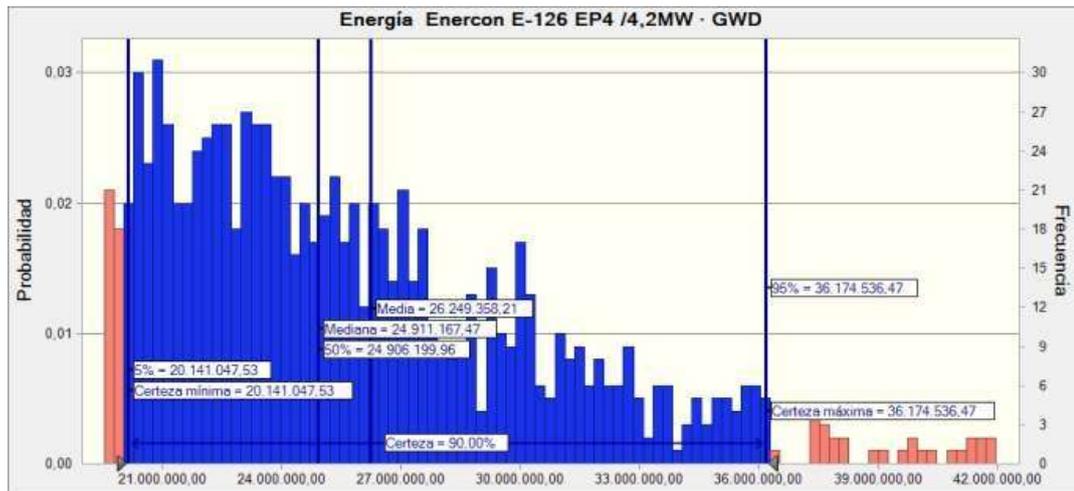
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 20.141.047,53 a 36.174.536,47

El rango completo es de 19.532.318,28 a 57.122.064,94

El caso base es 26.213.424,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 177.473,09



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	26.213.424,00
Media	26.249.358,21
Mediana	24.911.167,47
Modo	---
Desviación estándar	5.612.191,91
Varianza	#####
Sesgo	1,62
Curtosis	6,75
Coefficiente de variación	0,2138
Mínimo	19.532.318,28
Máximo	57.122.064,94
Ancho de rango	37.589.746,66
Error estándar medio	177.473,09

Previsión: Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · GWD (contin.)

Percentiles:	Valores de previsión
0%	19.532.318,28
10%	20.628.323,07
20%	21.612.383,01
30%	22.614.243,47
40%	23.667.488,86
50%	24.906.199,96
60%	26.279.743,50
70%	27.686.061,71
80%	30.070.030,24
90%	33.464.236,21
100%	57.122.064,94

**Previsión: Energía Gamesa G128-5.0MW · GWD Celda: T58**

Resumen:

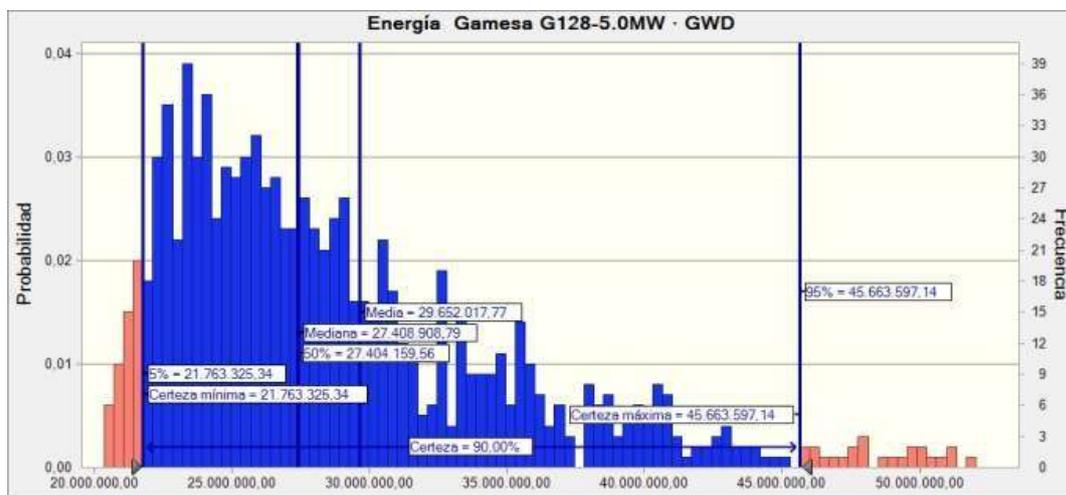
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 21.763.325,34 a 45.663.597,14

El rango completo es de 20.355.416,77 a 88.245.777,42

El caso base es 29.649.096,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 260.924,06



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	29.649.096,00
Media	29.652.017,77
Mediana	27.408.908,79
Modo	---
Desviación estándar	8.251.143,41
Varianza	#####
Sesgo	2,46
Curtosis	12,78
Coefficiente de variación	0,2783
Mínimo	20.355.416,77
Máximo	88.245.777,42
Ancho de rango	67.890.360,65
Error estándar medio	260.924,06

Anexo 3. Informe de Simulación Monte Carlo. Estimación de Recursos Eólicos

Percentiles:	Valores de previsión
0%	20.355.416,77
10%	22.493.476,64
20%	23.626.333,94
30%	24.842.841,62
40%	25.955.357,72
50%	27.404.159,56
60%	28.940.929,58
70%	30.875.205,81
80%	34.231.958,51
90%	39.699.256,46
100%	88.245.777,42

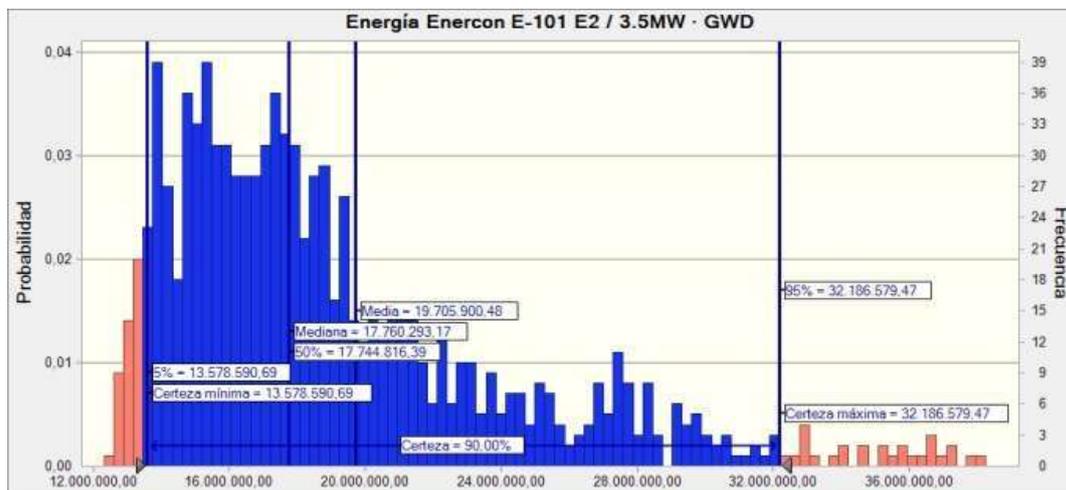
**Previsión: Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD      Celda: Q58**

Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 13.578.590,69 a 32.186.579,47 El rango completo es de 12.322.161,02 a 72.432.672,07 El caso base es 19.506.768,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 212.533,42



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	19.506.768,00
Media	19.705.900,48
Mediana	17.760.293,17
Modo	---
Desviación estándar	6.720.896,76

Anexo 3. Informe de Simulación Monte Carlo. Estimación de Recursos Eólicos

Varianza	#####
Sesgo	2,63
Curtosis	13,81
Coefficiente de variación	0,3411
Mínimo	12.322.161,02
Máximo	72.432.672,07
Ancho de rango	60.110.511,06
Error estándar medio	212.533,42

Previsión: Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · GWD (contin.)

Celda:

Q58

Percentiles:	Valores de previsión
0%	12.322.161,02
10%	14.021.213,21
20%	15.000.547,90
30%	15.881.530,36
40%	16.881.209,31
50%	17.744.816,39
60%	18.822.453,69
70%	20.477.626,79
80%	23.056.500,05
90%	27.741.828,51
100%	72.432.672,07

**Previsión: Velocidad (m/s) 85 m · GWD**

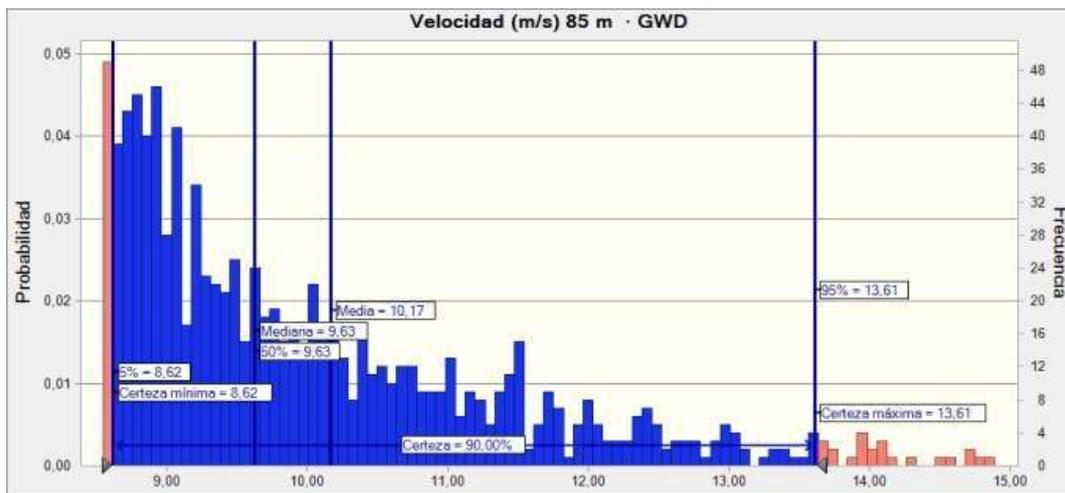
Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 8,62 a 13,61 El rango completo es de 8,55 a 19,80 El caso base es 10,19

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,05

Anexo 3. Informe de Simulación Monte Carlo. Estimación de Recursos Eólicos



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	10,19
Media	10,17
Mediana	9,63
Modo	---
Desviación estándar	1,68
Varianza	2,83
Sesgo	1,91
Curtosis	7,55
Coefficiente de variación	0,1655
Mínimo	8,55
Máximo	19,80
Ancho de rango	11,25
Error estándar medio	0,05

Previsión: Velocidad (m/s) 85 m · GWD (contin.) Celda: D58

Percentiles:	Valores de previsión
0%	8,55
10%	8,71
20%	8,86
30%	9,05
40%	9,30
50%	9,63
60%	10,03
70%	10,52
80%	11,23
90%	12,35
100%	19,80

### Suposiciones

#### Hoja de trabajo: [análisis probabilístico\_GWD.xlsx]Base GWD

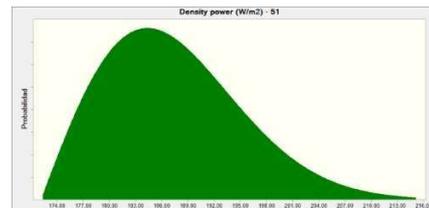
Suposición: Density power (W/m2) ·

Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 172,19

Escala 17,22

Forma 2



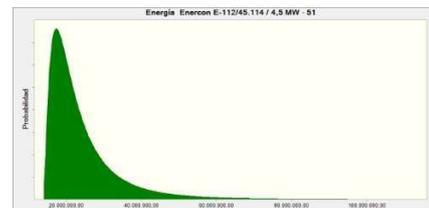
Suposición: Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW ·

Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 13 417.274,78

Media 24 293.460,96

Desv est 10 815.973,08



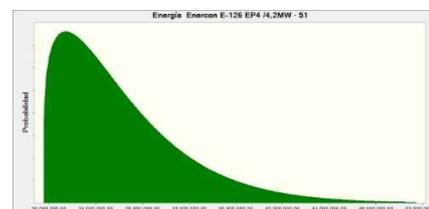
Suposición: Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW ·

Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 19 526.645,36

Escala 7 271.833,72

Forma 1,235430408



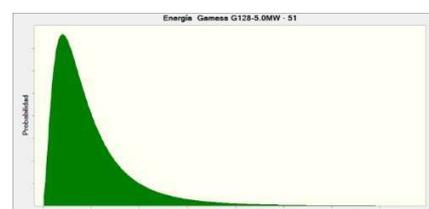
Suposición: Energía Gamesa G128-5.0MW ·

Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 19 398.890,47

Media 29 911.090,27

Desv est 8 927.890,15



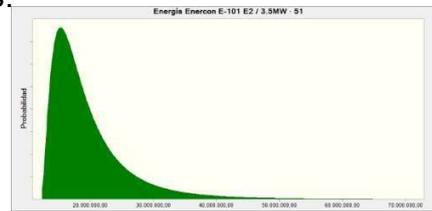
Suposición: Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW ·

Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 11.760.331,01

Media 19.732.581,97

Desv est 6.806.289,12



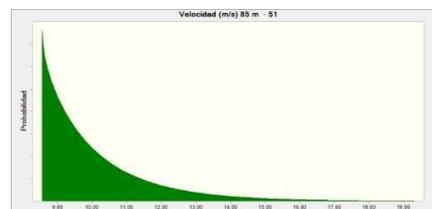
Suposición: Velocidad (m/s) 85 m ·

Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 8,55

Escala 1,58

Forma 0,952535819



## INFORME MODELO ESTOCASTICO DE MONTE CARLO – DATOS IRENA

Simulación iniciada el 06/03/2024 a las 20:38 Simulación detenida el 06/03/2024 a las 20:39

Prefs ejecución:

Número de pruebas ejecutadas 1.000

Monte Carlo Inicialización aleatoria

Control de precisión activado

Nivel de confianza 95,00%

Estadísticas de ejecución:

Tiempo de ejecución total (seg) 22,97

Pruebas/segundo (promedio) 44

Números aleatorios por segundo 653

Datos de Crystal Ball:

Suposiciones 15

Correlaciones 0

Matrices de correlación 0

VARIABLES DE DECISIÓN 0

Previsiones 23

### Previsiones

Hoja de trabajo: [ analisis probabilistico.xlsx]Base IRENA

Previsión: Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · IRENA Celda: Q32

Resumen:

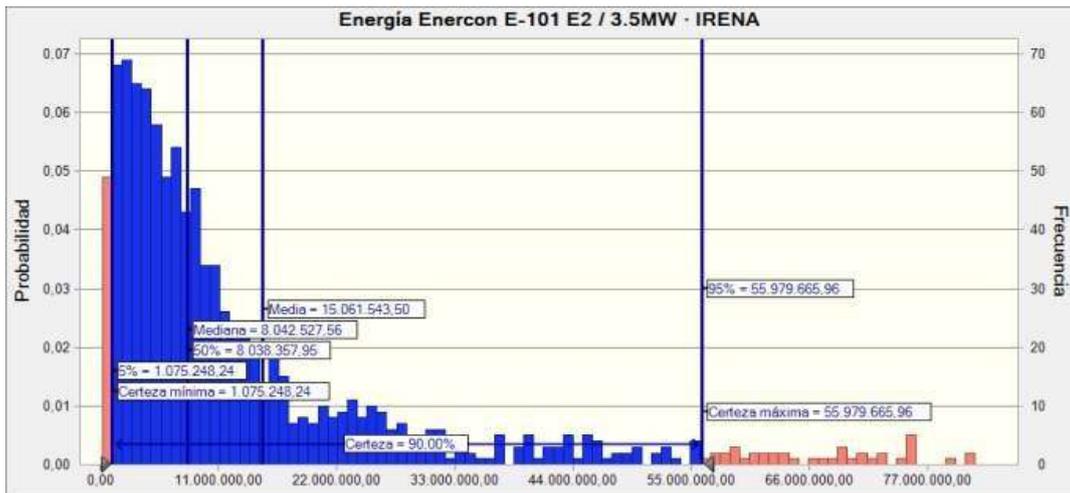
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 1.075.248,24 a 55.979.665,96

El rango completo es de 160.535,74 a 486.856.979,96

El caso base es 13.783.422,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 769.715,84



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	13.783.422,00
Media	15.061.543,50
Mediana	8.042.527,56
Modo	---
Desviación estándar	24.340.552,10
Varianza	#####
Sesgo	8,84
Curtosis	148,34
Coefficiente de variación	1,62
Mínimo	160.535,74
Máximo	486.856.979,96
Ancho de rango	486.696.444,22
Error estándar medio	769.715,84

Previsión: Energía Enercon E-101 E2 / 3.5MW · IRENA (contin.)Celda: Q32

Percentiles:	Valores de previsión
0%	160.535,74
10%	1.686.737,64
20%	3.078.249,96
30%	4.434.734,32
40%	6.068.294,56
50%	8.038.357,95
60%	10.182.806,61
70%	13.669.902,15
80%	21.042.579,24
90%	37.165.572,21
100%	486.856.979,96

**Previsión: Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · IRENA Celda: S32**

**Resumen:**

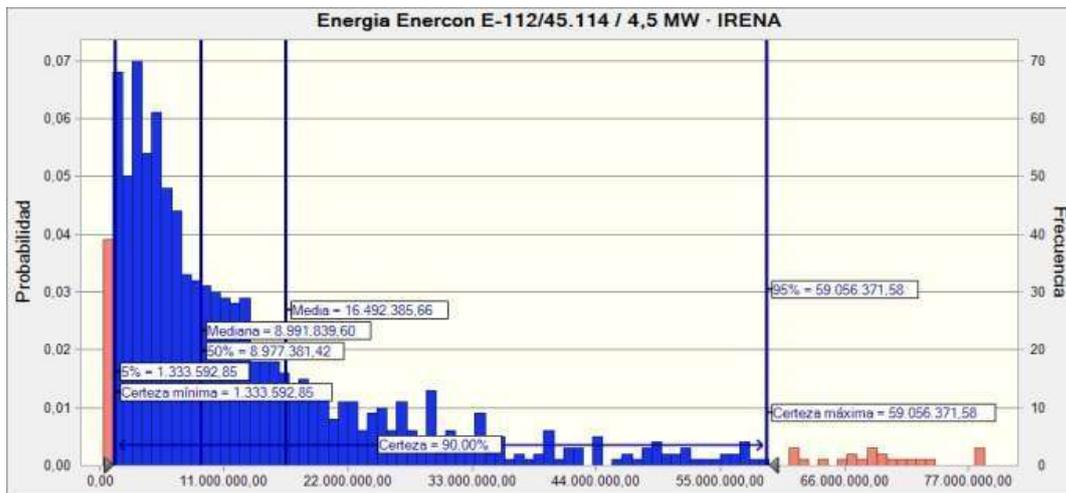
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 1.333.592,85 a 59.056.371,58

El rango completo es de 278.200,56 a 190.402.334,05

El caso base es 16.134.606,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 708.939,16



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	16.134.606,00
Media	16.492.385,66
Mediana	8.991.839,60
Modo	---
Desviación estándar	22.418.624,53
Varianza	#####
Sesgo	3,37
Curtosis	17,95
Coficiente de variación	1,36
Mínimo	278.200,56
Máximo	190.402.334,05
Ancho de rango	190.124.133,49
Error estándar medio	708.939,16

**Previsión: Energía Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW · IRENA (contin.)**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	278.200,56
10%	1.918.463,02
20%	3.439.056,90

30%	4.902.487,76
40%	6.479.642,55
50%	8.977.381,42
60%	11.915.419,79
70%	15.872.595,89
80%	23.093.700,30
90%	38.686.048,18
100%	190.402.334,05

**Previsión: Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · IRENA Celda: R32**

**Resumen:**

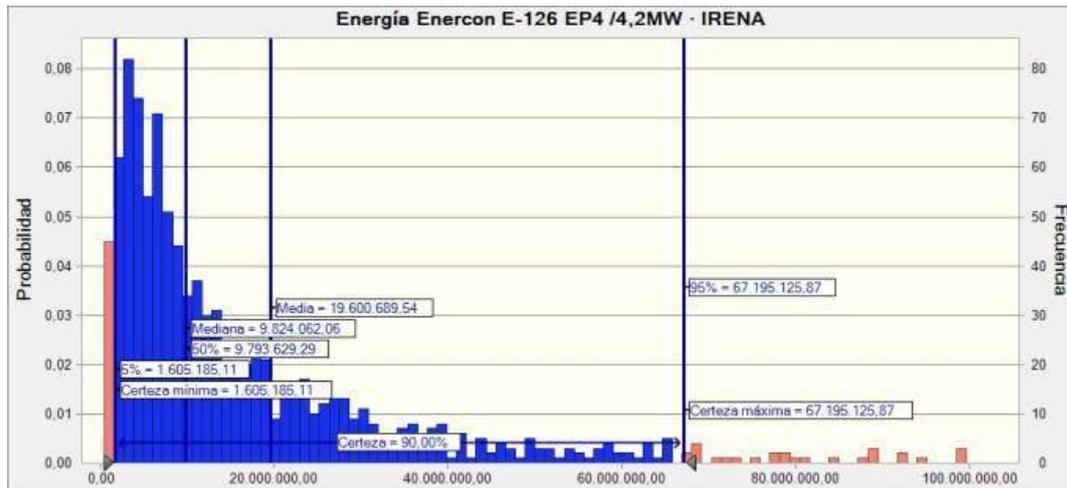
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 1.605.185,11 a 67.195.125,87

El rango completo es de 377.532,59 a 385.136.267,78

El caso base es 19.153.302,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 942.370,00



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	19.153.302,00
Media	19.600.689,54
Mediana	9.824.062,06
Modo	---
Desviación estándar	29.800.355,88

Varianza	#####
Sesgo	5,06
Curtosis	43,59
Coefficiente de variación	1,52
Mínimo	377.532,59
Máximo	385.136.267,78
Ancho de rango	384.758.735,19
Error estándar medio	942.370,00

**Previsión: Energía Enercon E-126 EP4 /4,2MW · IRENA (contin.)**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	377.532,59
10%	2.549.002,63
20%	3.905.739,31
30%	5.557.488,78
40%	7.441.157,66
50%	9.793.629,29
60%	13.339.134,14
70%	18.637.984,09
80%	27.037.326,51
90%	44.828.603,61
100%	385.136.267,78

**Previsión: Energía Gamesa G128-5.0MW · IRENA Celda: T32**

**Resumen:**

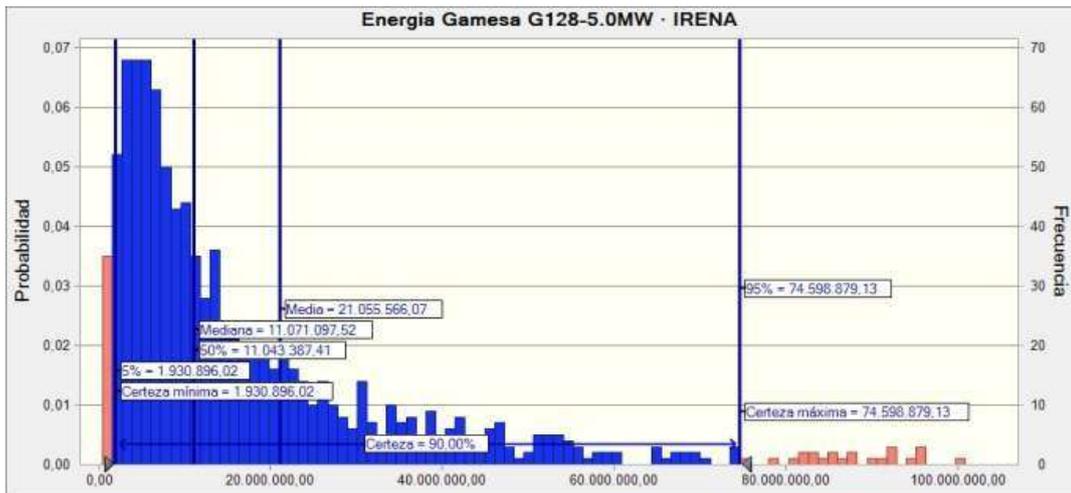
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 1.930.896,02 a 74.598.879,13

El rango completo es de 397.521,01 a 302.376.850,61

El caso base es 21.088.824,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 940.206,38



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	21.088.824,00
Media	21.055.566,07
Mediana	11.071.097,52
Modo	---
Desviación estándar	29.731.936,33
Varianza	#####
Sesgo	3,87
Curtosis	23,74
Coefficiente de variación	1,41
Mínimo	397.521,01
Máximo	302.376.850,61
Ancho de rango	301.979.329,60
Error estándar medio	940.206,38

Previsión: Energia Gamesa G128-5.0MW · IRENA (contin.) Celda: T32

Percentiles:	Valores de previsión
0%	397.521,01
10%	2.997.922,41
20%	4.569.417,74
30%	6.182.798,01
40%	8.283.176,19
50%	11.043.387,41
60%	14.508.264,07
70%	20.551.769,23
80%	29.853.732,86
90%	47.150.360,44
100%	302.376.850,61

**Previsión: Previsión · Velocidad (m/s) 85 m IRENA Celda: E32**

**Resumen:**

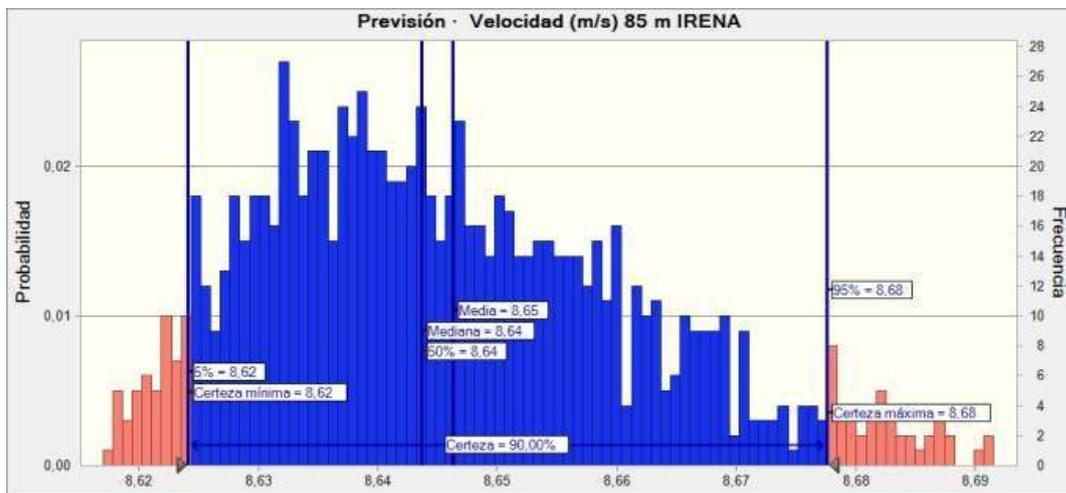
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 8,62 a 8,68

El rango completo es de 8,62 a 8,71

El caso base es 8,62

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,00



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	8,62
Media	8,65
Mediana	8,64
Modo	---
Desviación estándar	0,02
Varianza	0,00
Sesgo	0,7232
Curtosis	3,33
Coefficiente de variación	0,0019
Mínimo	8,62
Máximo	8,71
Ancho de rango	0,10
Error estándar medio	0,00

Previsión: Previsión · Velocidad (m/s) 85 m IRENA (contin.) Celda: E32

Percentiles:	Valores de previsión
0%	8,62
10%	8,63
20%	8,63
30%	8,64
40%	8,64
50%	8,64
60%	8,65
70%	8,65
80%	8,66
90%	8,67
100%	8,71

Previsión: Previsión · Density power (W/m2) IRENA Celda: B32

Resumen:

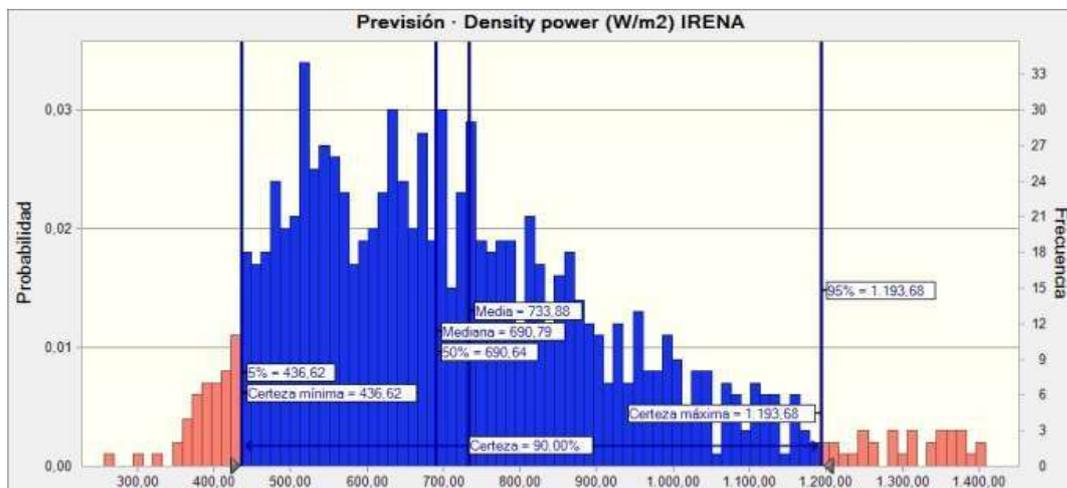
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 436,62 a 1.193,68

El rango completo es de 256,20 a 2.016,03

El caso base es 721,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 7,77



## Informe - Analisis estocastico (Monte Carlo) Recursos

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	721,00
Media	733,88
Mediana	690,79
Modo	---
Desviación estándar	245,65
Varianza	60.345,26
Sesgo	1,25
Curtosis	5,25
Coefficiente de variación	0,3347
Mínimo	256,20
Máximo	2.016,03
Ancho de rango	1.759,83
Error estándar medio	7,77

Previsión: Previsión · Density power (W/m2) IRENA (contin.) Celda: B32

Percentiles:	Valores de previsión
0%	256,20
10%	473,03
20%	524,91
30%	575,03
40%	636,31
50%	690,64
60%	743,54
70%	816,58
80%	902,94
90%	1.049,55
100%	2.016,03

**Previsión: Previsión · Frecuencia Horas IRENA**

Resumen:

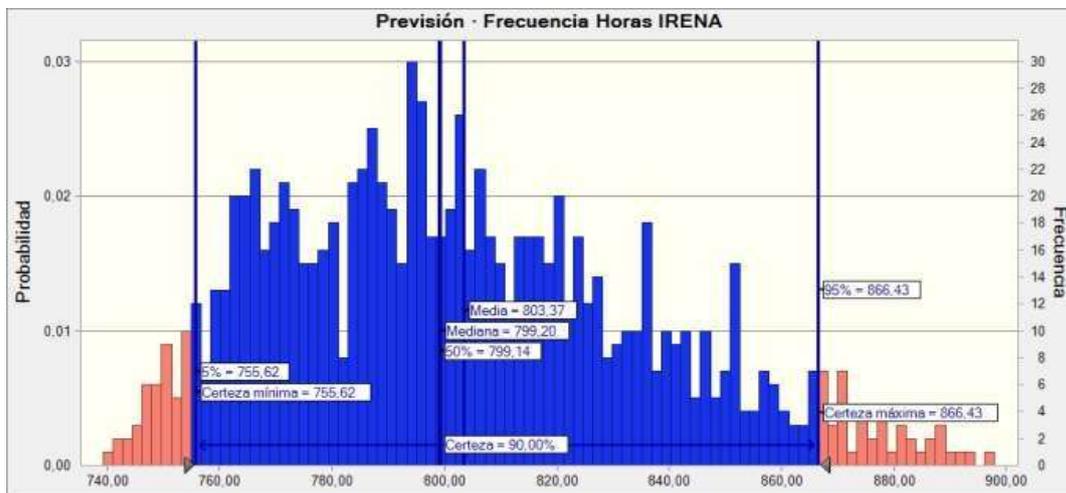
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 755,62 a 866,43

El rango completo es de 739,24 a 931,05

El caso base es 737,30

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 1,07



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	737,30
Media	803,37
Mediana	799,20
Modo	---
Desviación estándar	33,74
Varianza	1.138,67
Sesgo	0,5847
Curtosis	2,98
Coficiente de variación	0,0420
Mínimo	739,24
Máximo	931,05
Ancho de rango	191,80
Error estándar medio	1,07

**Previsión: Previsión · Frecuencia Horas IRENA (contin.) Celda: G32**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	739,24
10%	762,50
20%	771,66
30%	783,19
40%	790,95
50%	799,14
60%	807,79
70%	818,51
80%	832,14
90%	851,01
100%	931,05

**Hoja de trabajo: [ analisis probabilistico\_GWD.xlsx]Base GWD**

**Previsión: Density power (W/m2) Celda: A58**

**Resumen:**

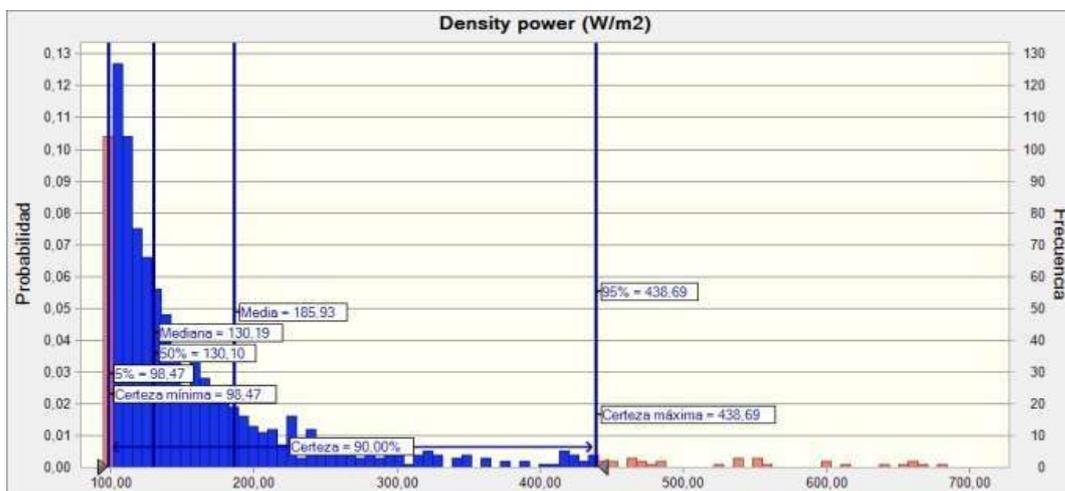
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 98,47 a 438,69

El rango completo es de 94,46 a 2.642,49

El caso base es 172,19

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 5,94



## Informe - Analisis estocastico (Monte Carlo) Recursos

Estadísticas:	Valores de prevision
Pruebas	1.000
Caso base	172,19
Media	185,93
Mediana	130,19
Modo	---
Desviación estándar	187,72
Varianza	35.238,96
Sesgo	6,74
Curtosis	67,76
Coefficiente de variación	1,01
Mínimo	94,46
Máximo	2.642,49
Ancho de rango	2.548,04
Error estándar medio	5,94

### Previsión: Density power (W/m2) (contin.) Celda: A58

Percentiles:	Valores de prevision
0%	94,46
10%	100,89
20%	106,28
30%	112,31
40%	120,78
50%	130,10
60%	145,59
70%	167,53
80%	206,21
90%	301,02
100%	2.642,49

Previsión: Energía KWh (Enercon E-175 EP5 / 6MW) · GWD

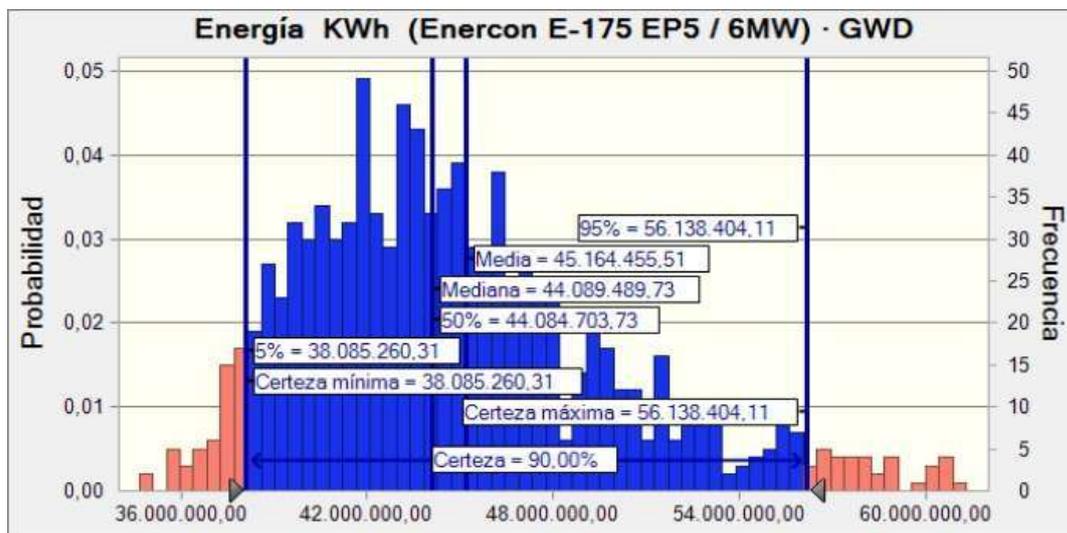
Celda: Q58

Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 38.085.260,31 a 56.138.404,11 El rango completo es de 34.666.567,07 a 80.903.097,27 El caso base es 44.962.452,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 182.172,21



Estadísticas:	Valores de
	previsión
Pruebas	1.000
Caso base	44.962.452,00
Media	45.164.455,51
Mediana	44.089.489,73
Modo	---
Desviación estándar	5.760.791,12
Varianza	#####
	#####
Sesgo	1,44
Curtosis	6,56
Coeficiente de	0,1276
variación	
Mínimo	34.666.567,07
Máximo	80.903.097,27
Ancho de rango	46.236.530,20
Error estándar medio	182.172,21

Previsión: Energía KWh (Enercon E-175 EP5 / 6MW) · GWD (contin.)

Percentiles:	Valores de previsión
0%	34.666.567,07
10%	39.037.772,96
20%	40.515.964,39
30%	41.828.515,92
40%	43.083.216,71
50%	44.084.703,73
60%	45.271.300,67
70%	46.828.774,57
80%	49.041.243,05
90%	52.505.098,40
100%	80.903.097,27

Previsión: Energía KWh (Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW) · GWD Celda: R58

Resumen:

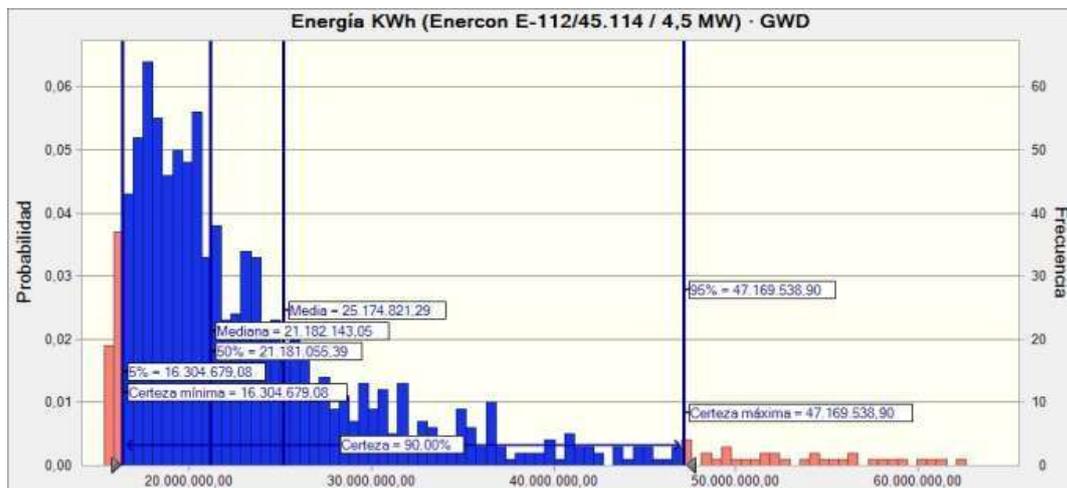
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 16.304.679,08 a 47.169.538,90

El rango completo es de 15.307.955,00 a 243.603.992,56

El caso base es 24.217.896,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 441.512,38



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	24.217.896,00
Media	25.174.821,29

Mediana	21.182.143,05
Modo	---
Desviación estándar	13.961.847,48
Varianza	#####
Sesgo	6,45
Curtosis	75,78
Coefficiente de variación	0,5546
Mínimo	15.307.955,00
Máximo	243.603.992,56
Ancho de rango	228.296.037,56
Error estándar medio	441.512,38

**Previsión: Energía KWh (Enercon E-112/45.114 / 4,5 MW) · GWD**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	15.307.955,00
10%	16.955.159,06
20%	17.856.621,47
30%	18.867.813,15
40%	19.959.392,43
50%	21.181.055,39
60%	22.933.552,74
70%	24.917.855,42
80%	28.820.015,29
90%	36.495.623,61
100%	243.603.992,56

**Previsión: Energía KWh (Gamesa G128-5.0MW) · GWD      Celda: S58**

**Resumen:**

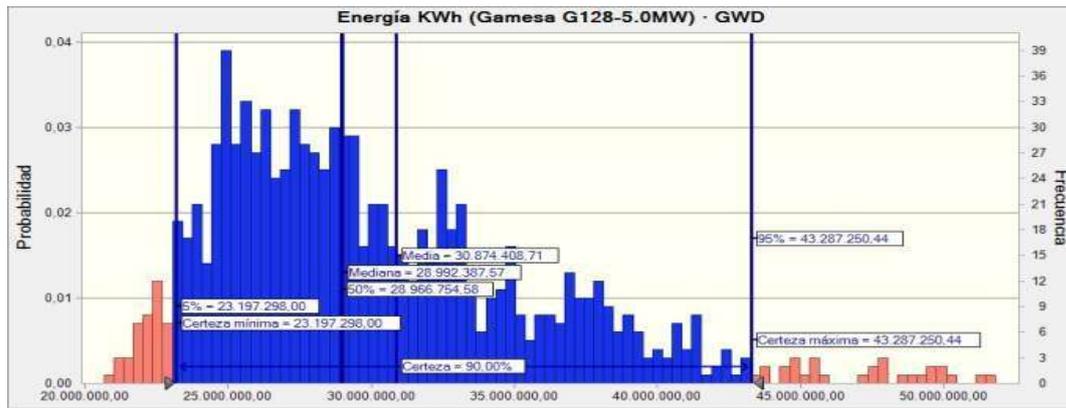
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 23.197.298,00 a 43.287.250,44

El rango completo es de 20.663.968,44 a 94.669.523,57

El caso base es 30.572.400,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 236.498,04



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	30.572.400,00
Media	30.874.408,71
Mediana	28.992.387,57
Modo	---
Desviación estándar	7.478.724,75
Varianza	#####
Sesgo	2,52
Curtosis	14,45
Coeficiente de variación	0,2422
Mínimo	20.663.968,44
Máximo	94.669.523,57
Ancho de rango	74.005.555,14
Error estándar medio	236.498,04

**Previsión: Energía KWh (Gamesa G128-5.0MW) · GWD**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	20.663.968,44
10%	24.110.501,23
20%	25.379.945,61
30%	26.500.455,64
40%	27.739.916,73
50%	28.966.754,58
60%	30.472.641,14
70%	32.543.931,87
80%	35.043.516,66
90%	38.934.446,56
100%	94.669.523,57

Previsión: Energía KWh (Vestas V164-8.0 MW) · GWD Celda: T58

Resumen:

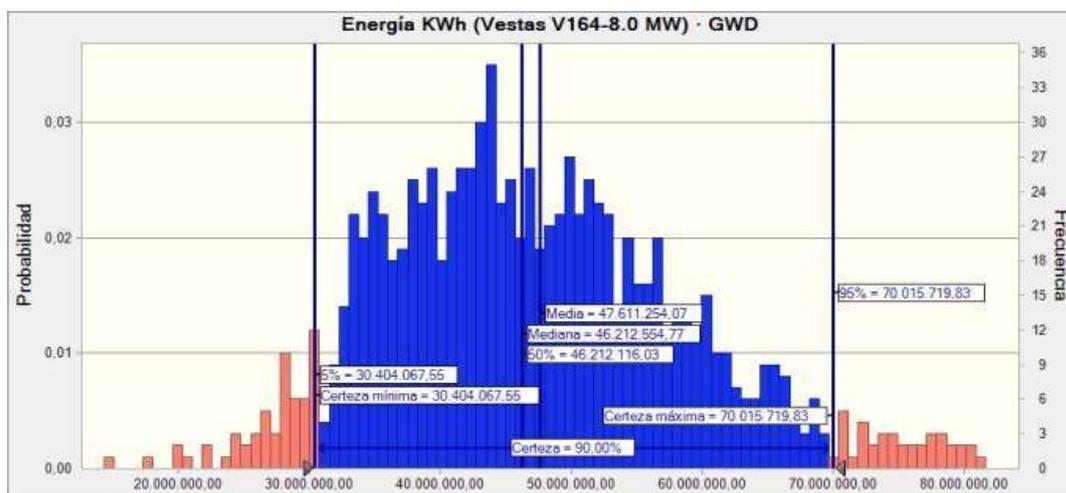
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 30.404.067,55 a 70.015.719,83

El rango completo es de 14.287.454,40 a 108.091.041,42

El caso base es 47.757.768,00

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 393.246,17



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	47.757.768,00
Media	47.611.254,07
Mediana	46.212.554,77
Modo	---
Desviación estándar	12.435.535,79
Varianza	#####
Sesgo	0,7830
Curtosis	4,19
Coefficiente de variación	0,2612
Mínimo	14.287.454,40
Máximo	108.091.041,42
Ancho de rango	93.803.587,02
Error estándar medio	393.246,17

T58

Percentiles:	Valores de previsión
0%	14.287.454,40
10%	33.547.461,73
20%	37.107.965,28
30%	40.337.846,92
40%	43.178.333,72
50%	46.212.116,03
60%	49.500.385,73
70%	52.523.960,26
80%	56.864.496,20
90%	63.624.937,79
100%	108.091.041,42

**Previsión: Frecuencia Horas · Celda: G58**

Resumen:

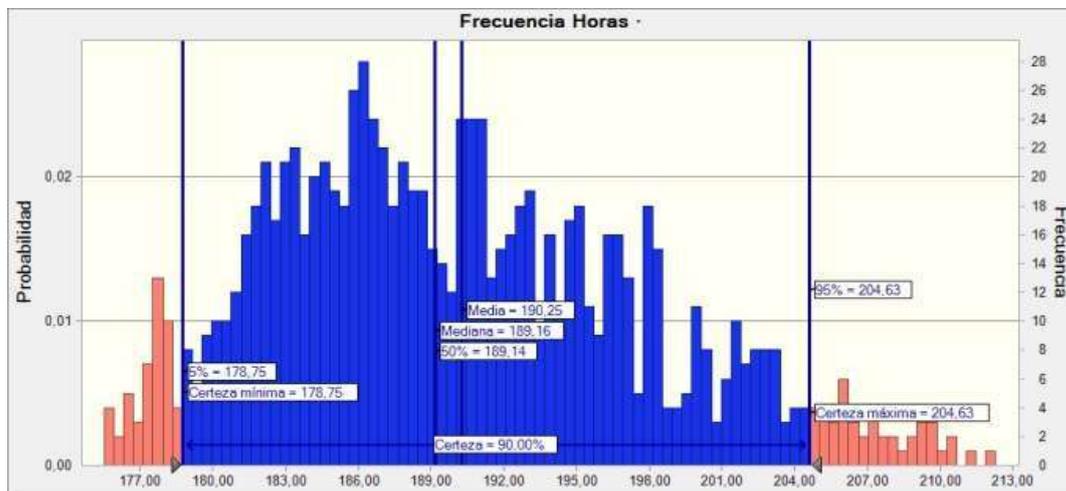
El nivel de certeza es 90,0%

El rango de certeza es de 178,75 a 204,63

El rango completo es de 175,52 a 221,26

El caso base es 175,20

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,25



Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	175,20
Media	190,25
Mediana	189,16
Modo	---
Desviación estándar	7,87
Varianza	61,90
Sesgo	0,6152
Curtosis	3,12
Coefficiente de variación	0,0414
Mínimo	175,52
Máximo	221,26
Ancho de rango	45,74
	0,25
Errorestándar medio	

**Previsión:**

**Frecuencia Horas ·**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	175,52
10%	181,06
20%	183,29
30%	185,42
40%	186,96
50%	189,14
60%	191,22
70%	193,88
80%	196,81
90%	201,47
100%	221,26
Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	4.735,94
Media	4.735,94
Mediana	4.735,94
Modo	4.735,94
Desviación estándar	0,00

Varianza Sesgo Curtosis	0,00
Coefficiente de variación	---
	--- 0,00
Mínimo	4.735,94
Máximo	4.735,94
Ancho de rango	0,00
Error estándar medio	0,00

**Previsión: K70-4,5MW**

Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

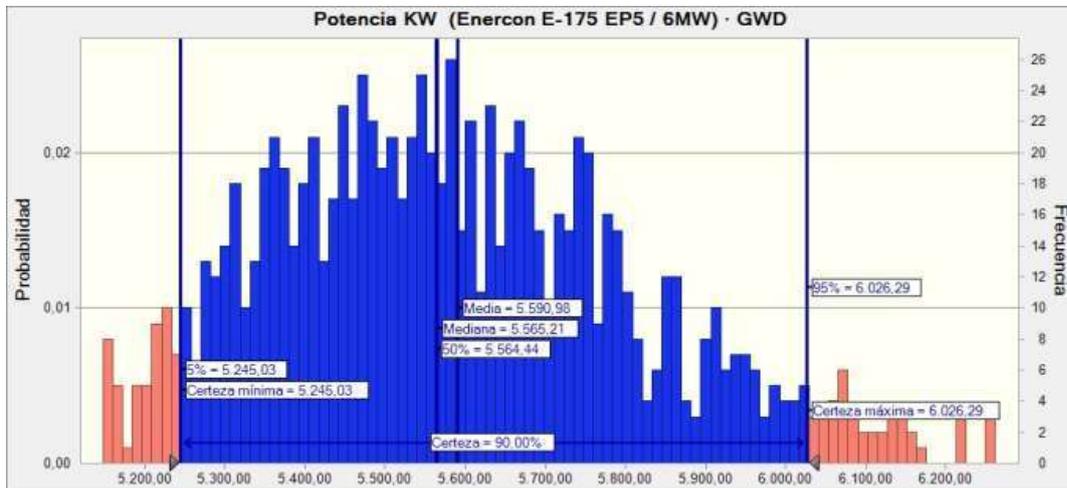
El rango de certeza es de 5.245,03 a 6.026,29

El rango completo es de 5.147,96 a 6.592,79

El caso base es 5.132,70

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 7,57

Previsión: Potencia KW (Enercon E-175 EP5 / 6MW) · GWD



Estadísticas: Valores de previsión

Pruebas 1.000

Caso base 5.132,70

Media 5.590,98

Mediana 5.565,21

Modo ---

Desviación estándar 239,44

Varianza 57.331,11

Sesgo 0,6690  
Curtosis 3,50  
Coeficiente de variación 0,0428  
Mínimo 5.147,96  
Máximo 6.592,79  
Ancho de rango 1.444,83  
Error estándar medio 7,57

Percentiles: Valores de previsión

0%	5.147,96
10%	5.303,86
20%	5.376,76
30%	5.447,61
40%	5.504,63
50%	5.564,44
60%	5.629,53
70%	5.695,67
80%	5.774,67
90%	5.915,00
100%	6.592,79

Previsión: Potencia KW (Enercon E-175 EP5 / 6MW) · GWD

Resumen:

El nivel de certeza es 90,0%

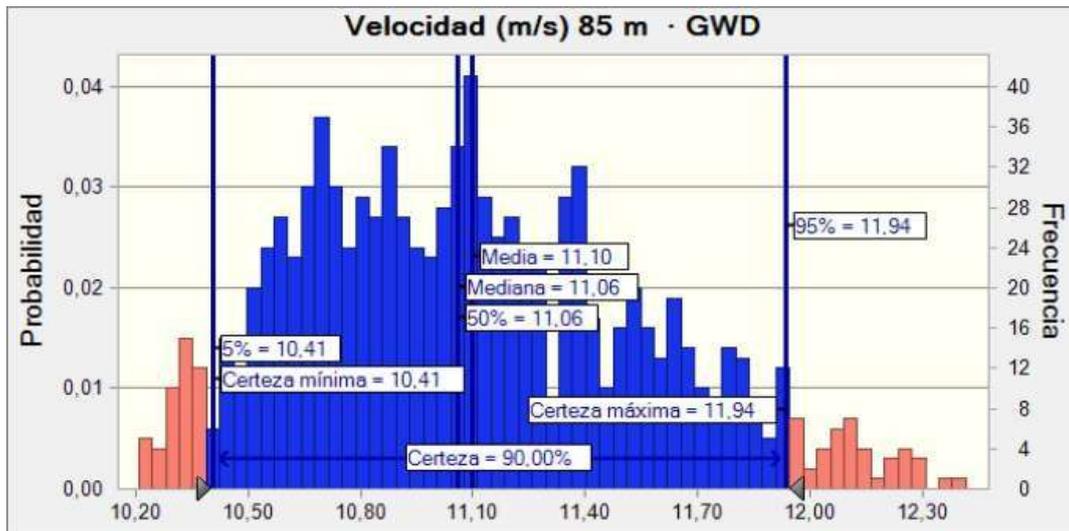
El rango de certeza es de 10,41 a 11,94

El rango completo es de 10,21 a 12,70

El caso base es 10,19

Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 0,01

Previsión: Velocidad (m/s) 85 m · GWD



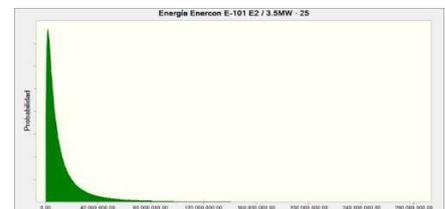
Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	10,19
Media	11,10
Mediana	11,06
Modo	---
Desviación estándar	0,47
Varianza	0,22
Sesgo	0,5065
Curtosis	2,81
Coefficiente variación	0,0424
Mínimo	10,21
Máximo	12,70
Ancho de rango	2,49
Error estándar medio	0,01

Percentiles:	Valores de previsión 0%	10,21
<b>Prev</b> 10%	10,53	
20%	10,67	
30%	10,80	
40%	10,92	
50%	11,06	
60%	11,17	
70%	11,34	
80%	11,51	
90%	11,77	
100%	12,70	

### Suposiciones

**H** Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 0,00  
**Sup Media** 14.874.512,23  
 Desv est 25.971.721,38



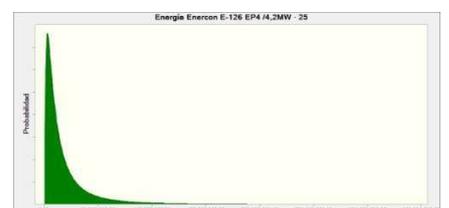
Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 0,00  
**Sup Media** 17.121.896,24  
 Desv est 27.703.999,95



Logarítmico normal distribución con parámetros:

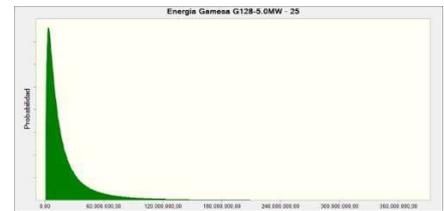
Ubicación 0,00  
**Sup Media** 20.174.297,58  
 Desv est 32.191.474,56



# Informe - Analisis estocastico (Monte Carlo) Recursos

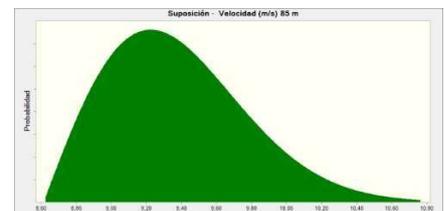
Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 0,00  
**Sup** Media 22.319.997,11  
Desv est 35.543.898,82



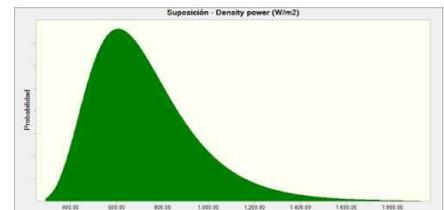
Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 8,62  
**Sup** Escala 0,86  
Forma 2



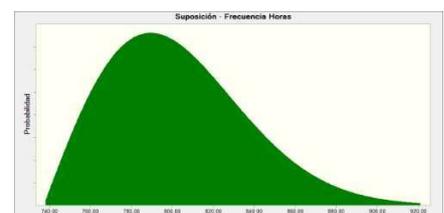
Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 135,50  
**Sup** Media 723,92  
Desv est 233,99



Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 737,30  
**Sup** Escala 73,73  
Forma 2

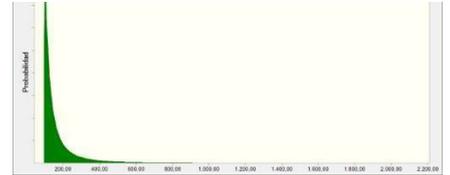


**H** Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 93,73

**Sup** Media 180,31

Desv est 181,74

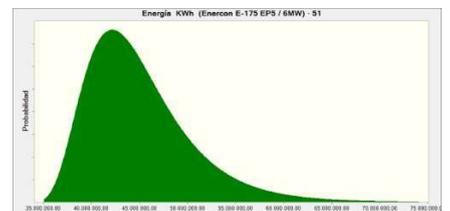


Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 31.802.294,66

**Sup** Media 45.022.334,25

Desv est 5.540.228,66

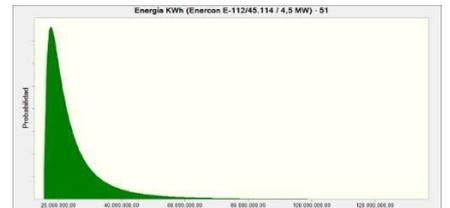


Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 14.977.236,81

**Sup** Media 24.864.077,65

Desv est 12.004.185,08

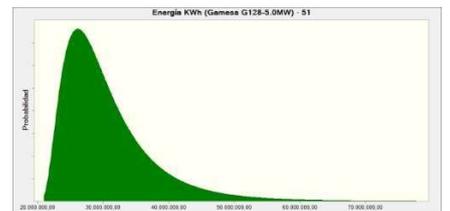


Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 19.626.915,61

**Sup** Media 30.685.012,23

Desv est 7.231.357,81

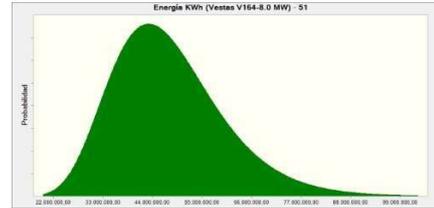


Logarítmico normal distribución con parámetros:

Ubicación 0,00

**Sup Media** 47.759.219,09

Desv est 12.601.338,24

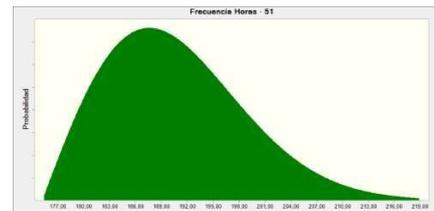


Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 175,20

**Sup Escala** 17,52

Forma 2

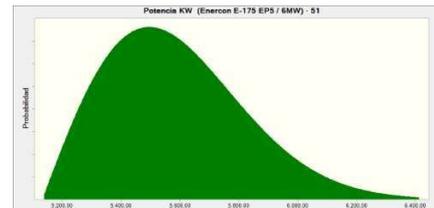


Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 5.132,70

**Sup Escala** 513,27

Forma 2

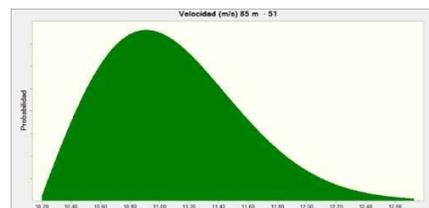


Weibull distribución con parámetros:

Ubicación 10,19

**Sup Escala** 1,02

Forma 2



## EVALUACIONES ECONÓMICAS

Escenario 1 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	228.935,76	406.132,04	28.090,42	34.340,36
OPEX ( KUSD)	274.722,91	467.051,85	36.517,54	44.642,47
C. Fijos ( KUSD)	59.523,30	79.195,75	25.281,38	30.906,33
C. Variables (KUSD)	41.208,44	54.827,83	97.955,30	90.315,16
Otros Gastos ( KUSD)	126.961,23	212.436,07	81.102,55	69.712,44
Precio (KUSD/MWha)	99.490,44	175.885,68	6.114.328,64	6.442.221,21
Generación Eléctrica (MWh/año)	6.685.585,87	14.487.437,46	6.572.901,67	6.925.386,19
Ingresos (KUSD)	7.187.003,20	15.573.993,65	621.530,86	703.056,83
EBITDA	629.999,41	1.532.006,95	734.238,26	1.881.343,69
EBITDA -CUM	- 240.672,78	2.988.772,01	571.281,94	1.661.453,34
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,04	0,24	0,20
Tiempo repago (años)	9,00	6,00	7,00	5,00

Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-101 E2/3.5 declinado por FC para el Escenario 1. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia.

Escenario 2 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	572.339,41	1.015.330,11	70.226,05	85.850,91
OPEX ( KUSD)	658.190,32	1.167.629,62	91.293,86	111.606,18
C. Fijos ( KUSD)	85.850,91	197.989,37	63.203,44	77.265,82
C. Variables (KUSD)	51.510,55	137.069,56	244.888,25	225.787,90
Otros Gastos ( KUSD)	296.798,86	531.090,17	202.754,12	174.278,85
Precio (KUSD/MWha)	245.289,82	439.711,96	15.285.819,34	16.105.550,79
Generación Eléctrica (MWh/año)	16.713.962,44	36.218.591,39	16.432.254,18	17.313.465,48
Ingresos (KUSD)	17.967.508,01	38.934.984,13	1.553.827,15	1.757.642,08
EBITDA	1.603.615,51	3.830.017,39	1.835.627,16	4.703.390,73
EBITDA -CUM	- 694,07	7.471.961,53	1.428.236,34	4.153.664,85
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,04	0,24	0,20
Tiempo repago (años)	8,00	6,00	7,00	5,00

Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-101 E2/3.5 declinado por FC para el Escenario 2. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia.

Anexo 4. Resultados - Análisis Economicos

Escenario 1 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	182.067,02	322.986,90	22.339,62	27.310,05
OPEX ( KUSD)	218.480,43	371.434,93	29.041,51	35.503,07
C. Fijos ( KUSD)	47.337,43	62.982,45	20.105,66	24.579,05
C. Variables (KUSD)	32.772,06	43.603,23	77.901,46	71.825,44
Otros Gastos ( KUSD)	100.969,17	168.945,22	64.499,19	55.440,91
Precio (KUSD/MWWh)	79.122,63	139.877,90	4.862.576,62	5.123.341,59
Generación Electrica (MWh/año)	5.316.883,56	11.521.505,69	5.227.268,26	5.507.590,59
Ingresos (KUSD)	5.715.648,22	12.385.617,00	494.288,32	559.123,94
EBITDA	501.023,16	1.218.367,74	583.917,47	1.496.182,42
EBITDA -CUM	- 191.405,49	2.376.893,13	454.322,28	1.321.308,99
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,04	0,24	0,20
Tiempo repago (años)	9,00	6,00	7,00	5,00

Escenario 1 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	182.067,02	322.986,90	22.339,62	27.310,05
OPEX ( KUSD)	218.480,43	371.434,93	29.041,51	35.503,07
C. Fijos ( KUSD)	47.337,43	62.982,45	20.105,66	24.579,05
C. Variables (KUSD)	32.772,06	43.603,23	77.901,46	71.825,44
Otros Gastos ( KUSD)	100.969,17	168.945,22	64.499,19	55.440,91
Precio (KUSD/MWWh)	79.122,63	139.877,90	10.398.883,10	11.531.320,29
Generación Electrica (MWh/año)	10.674.299,51	26.560.540,85	11.178.797,72	12.396.167,70
Ingresos (KUSD)	11.474.870,36	28.552.579,80	1.324.734,29	1.520.320,74
EBITDA	1.304.635,55	3.474.223,01	4.936.885,37	6.628.996,72
EBITDA -CUM	3.906.470,23	14.517.281,10	4.392.067,19	5.973.524,89
LCOE(USD/KWh)	0,06	0,08	0,50	0,46
Tiempo repago (años)	6,00	4,00	5,00	4,00

Escenario 2 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	455.167,56	807.467,25	55.849,06	68.275,13
OPEX ( KUSD)	523.442,69	928.587,34	72.603,78	88.757,67
C. Fijos ( KUSD)	68.275,13	157.456,11	50.264,15	61.447,62
C. Variables (KUSD)	40.965,08	109.008,08	194.753,65	179.563,60
Otros Gastos ( KUSD)	236.036,89	422.363,05	161.245,71	138.600,02
Precio (KUSD/MWWh)	195.073,31	349.692,50	12.156.439,31	12.808.351,72
Generación Electrica (MWh/año)	13.292.206,65	28.803.761,96	13.068.170,64	13.768.976,49
Ingresos (KUSD)	14.289.120,54	30.964.042,50	1.235.720,81	1.397.809,84
EBITDA	1.275.316,27	3.045.919,34	1.459.825,17	3.740.487,54
EBITDA -CUM	- 556,28	5.942.264,32	1.135.837,20	3.303.303,97
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,04	0,24	0,20
Tiempo repago (años)	9,00	6,00	7,00	5,00

Escenario 2 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	455.167,56	807.467,25	55.849,06	68.275,13
OPEX ( KUSD)	523.442,69	928.587,34	72.603,78	88.757,67
C. Fijos ( KUSD)	68.275,13	157.456,11	50.264,15	61.447,62
C. Variables (KUSD)	40.965,08	109.008,08	194.753,65	179.563,60
Otros Gastos ( KUSD)	236.036,89	422.363,05	161.245,71	138.600,02
Precio (KUSD/MWWh)	195.073,31	349.692,50	25.997.205,50	28.828.298,48
Generación Electrica (MWh/año)	26.685.746,53	66.401.349,88	27.946.994,29	30.990.419,25
Ingresos (KUSD)	28.687.175,90	71.381.449,51	3.311.835,74	3.800.801,85
EBITDA	3.284.347,25	8.685.557,53	12.342.244,92	16.572.523,31
EBITDA -CUM	10.244.133,01	36.293.234,24	10.980.199,49	14.933.843,73
LCOE(USD/KWh)	0,06	0,08	0,50	0,46
Tiempo repago (años)	6,00	4,00	5,00	4,00

Resultado de evaluación económica Aerogenerador Enercon E-126 EP4/4.2 declinado por FC para el Escenario 1 y 2. (Fuente:IRENA, GWA). Elaboración propia

Anexo 4. Resultados - Análisis Economicos

Escenario 1 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	217.316,84	385.520,08	26.664,78	32.597,53
OPEX ( KUSD)	260.780,21	443.348,09	34.664,21	42.376,78
C. Fijos ( KUSD)	56.502,38	75.176,42	23.998,30	29.337,77
C. Variables (KUSD)	39.117,03	52.045,21	92.983,89	85.731,49
Otros Gastos ( KUSD)	120.517,71	201.654,54	76.986,52	66.174,48
Precio (KUSD/MW <sub>ha</sub> )	94.441,19	166.959,23	5.417.080,80	5.707.582,12
Generación Electrica (MWh/año)	5.923.194,67	12.835.361,43	5.823.360,25	6.135.649,17
Ingresos (KUSD)	6.367.432,66	13.798.011,92	531.946,87	606.222,73
EBITDA	534.562,98	1.316.733,01	256.714,75	1.321.992,72
EBITDA -CUM	- 709.850,76	1.793.925,98	131.048,83	1.143.838,54
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,03	0,22	0,19
Tiempo repago (años)	11,00	7,00	8,00	6,00

Escenario 1 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	217.316,84	385.520,08	26.664,78	32.597,53
OPEX ( KUSD)	260.780,21	443.348,09	34.664,21	42.376,78
C. Fijos ( KUSD)	56.502,38	75.176,42	23.998,30	29.337,77
C. Variables (KUSD)	39.117,03	52.045,21	92.983,89	85.731,49
Otros Gastos ( KUSD)	120.517,71	201.654,54	76.986,52	66.174,48
Precio (KUSD/MW <sub>ha</sub> )	94.441,19	166.959,23	11.584.720,47	12.846.295,24
Generación Electrica (MWh/año)	11.891.544,02	29.589.374,29	12.453.572,90	13.809.765,77
Ingresos (KUSD)	12.783.408,21	31.808.575,75	1.457.092,82	1.677.029,69
EBITDA	1.429.815,38	3.829.834,94	5.106.073,73	7.040.127,95
EBITDA -CUM	3.855.326,57	15.318.744,15	4.517.834,83	6.326.570,29
LCOE(USD/KWh)	0,06	0,08	0,47	0,42
Tiempo repago (años)	6,00	4,00	5,00	4,00

Escenario 2 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	543.292,11	963.800,19	66.661,94	81.493,82
OPEX ( KUSD)	624.785,92	1.108.370,22	86.660,52	105.941,96
C. Fijos ( KUSD)	81.493,82	187.941,04	59.995,75	73.344,43
C. Variables (KUSD)	48.896,29	130.113,03	232.459,71	214.328,74
Otros Gastos ( KUSD)	281.735,76	504.136,34	192.464,05	165.433,95
Precio (KUSD/MW <sub>ha</sub> )	232.840,97	417.395,83	13.542.699,76	14.268.953,06
Generación Electrica (MWh/año)	14.807.984,44	32.088.401,32	14.558.400,63	15.339.122,93
Ingresos (KUSD)	15.918.581,66	34.495.029,80	1.329.867,17	1.515.556,81
EBITDA	1.363.572,05	3.291.832,52	641.818,38	3.305.013,29
EBITDA -CUM	- 1.204.138,69	4.484.846,44	327.653,58	2.859.627,84
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,03	0,22	0,19
Tiempo repago (años)	9,00	7,00	8,00	6,00

Escenario 2 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	543.292,11	963.800,19	66.661,94	81.493,82
OPEX ( KUSD)	624.785,92	1.108.370,22	86.660,52	105.941,96
C. Fijos ( KUSD)	81.493,82	187.941,04	59.995,75	73.344,43
C. Variables (KUSD)	48.896,29	130.113,03	232.459,71	214.328,74
Otros Gastos ( KUSD)	281.735,76	504.136,34	192.464,05	165.433,95
Precio (KUSD/MW <sub>ha</sub> )	232.840,97	417.395,83	28.961.798,93	32.115.735,85
Generación Electrica (MWh/año)	29.728.857,80	73.973.433,47	31.133.932,24	34.524.414,43
Ingresos (KUSD)	31.958.520,52	79.521.439,37	3.642.732,04	4.192.574,23
EBITDA	3.601.703,05	9.574.587,34	12.765.215,82	17.600.351,38
EBITDA -CUM	10.208.804,65	38.296.891,88	11.294.618,58	15.816.457,22
LCOE(USD/KWh)	0,06	0,08	0,47	0,42
Tiempo repago (años)	6,00	4,00	5,00	4,00

Tabla 28. Resultado de evaluación económica. Aerogenerador Enercon E-112/4.5.114/4.5MW declinado por FC para el Escenario 1 y 2. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia

Anexo 4. Resultados - Análisis Economicos

Escenario 1 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	215.053,13	381.504,24	26.387,02	32.257,97
OPEX ( KUSD)	258.063,75	438.729,88	34.303,12	41.935,36
C. Fijos ( KUSD)	55.913,81	74.393,33	23.748,32	29.032,17
C. Variables (KUSD)	38.709,56	51.503,07	92.015,30	84.838,46
Otros Gastos ( KUSD)	119.262,32	199.553,97	76.184,59	65.485,18
Precio (KUSD/MWWha)	93.457,44	165.220,09	4.824.587,76	5.083.315,49
Generación Eléctrica (MWh/año)	5.275.345,42	11.431.493,93	5.186.430,22	5.464.562,54
Ingresos (KUSD)	5.670.994,71	12.288.854,37	445.995,98	515.186,01
EBITDA	441.072,21	1.112.492,17	- 355.901,01	665.571,03
EBITDA -CUM	- 1.369.384,52	330.028,92	- 440.053,02	531.633,57
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,03	0,20	0,17
Tiempo repago (años)	13,00	8,00	9,00	7,00

Escenario 1 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	215.053,13	381.504,24	26.387,02	32.257,97
OPEX ( KUSD)	258.063,75	438.729,88	34.303,12	41.935,36
C. Fijos ( KUSD)	55.913,81	74.393,33	23.748,32	29.032,17
C. Variables (KUSD)	38.709,56	51.503,07	92.015,30	84.838,46
Otros Gastos ( KUSD)	119.262,32	199.553,97	76.184,59	65.485,18
Precio (KUSD/MWWha)	93.457,44	165.220,09	10.317.641,84	11.441.231,86
Generación Eléctrica (MWh/año)	10.590.906,56	26.353.036,64	11.091.463,36	12.299.322,64
Ingresos (KUSD)	11.385.222,94	28.329.512,77	1.269.954,09	1.468.873,46
EBITDA	1.238.406,38	3.350.723,57	3.963.059,33	5.758.285,22
EBITDA -CUM	2.696.476,54	12.375.570,11	3.466.928,26	5.147.504,04
LCOE(USD/KWh)	0,05	0,07	0,42	0,38
Tiempo repago (años)	7,00	5,00	6,00	4,00

Escenario 2 GWA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	537.632,81	953.760,61	65.967,55	80.644,92
OPEX ( KUSD)	618.277,73	1.096.824,70	85.757,81	104.838,40
C. Fijos ( KUSD)	80.644,92	185.983,32	59.370,79	72.580,43
C. Variables (KUSD)	48.386,95	128.757,68	230.038,26	212.096,14
Otros Gastos ( KUSD)	278.801,02	498.884,92	190.459,23	163.710,69
Precio (KUSD/MWWha)	230.415,56	413.047,97	12.061.467,14	12.708.286,48
Generación Eléctrica (MWh/año)	13.188.361,30	28.578.732,59	12.966.075,56	13.661.406,36
Ingresos (KUSD)	14.177.486,79	30.722.135,92	1.114.989,96	1.287.965,01
EBITDA	1.129.562,17	2.781.230,42	- 889.721,01	1.663.959,07
EBITDA -CUM	- 2.858.915,34	825.103,81	- 1.100.101,05	1.329.115,43
LCOE(USD/KWh)	0,03	0,03	0,20	0,17
Tiempo repago (años)	12,00	8,00	9,00	7,00

Escenario 2 IRENA	Las Heras	Cerro - Wenceslao	Cañadón Seco	Meseta Espinoza
CAPEX ( KUSD)	537.632,81	953.760,61	65.967,55	80.644,92
OPEX ( KUSD)	618.277,73	1.096.824,70	85.757,81	104.838,40
C. Fijos ( KUSD)	80.644,92	185.983,32	59.370,79	72.580,43
C. Variables (KUSD)	48.386,95	128.757,68	230.038,26	212.096,14
Otros Gastos ( KUSD)	278.801,02	498.884,92	190.459,23	163.710,69
Precio (KUSD/MWWha)	230.415,56	413.047,97	25.794.102,34	28.603.077,41
Generación Eléctrica (MWh/año)	26.477.264,14	65.882.589,35	27.728.658,40	30.748.306,60
Ingresos (KUSD)	28.463.057,34	70.823.781,93	3.174.885,24	3.672.183,65
EBITDA	3.122.897,60	8.376.808,93	9.907.679,83	14.395.744,55
EBITDA -CUM	7.305.737,31	30.938.956,78	8.667.352,16	12.868.791,60
LCOE(USD/KWh)	0,05	0,07	0,42	0,38
Tiempo repago (años)	7,00	5,00	6,00	4,00

Resultado de evaluación económica. Aerogenerador Gamesa G-128/5.0 MW declinado por FC para el Escenario 1 y 2. (Fuente: IRENA, GWA). Elaboración propia