



MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA
ENERGÉTICA

Universidad A Distancia De Madrid – UDIMA

Escuela de Ciencias Técnicas e Ingeniería

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ANÁLISIS MULTIFACTORIAL PARA DETERMINAR LA APLICABILIDAD
DE TECNOLOGÍAS EÓLICAS EN ZONAS FAVORABLES DEL TERRITORIO
COLOMBIANO.**

Autor: Andrés Felipe Rodríguez Caviedes

Director: Isabel Cristina Gil García

MADRID, ENERO DE 2022

RESUMEN

Si bien la matriz de generación eléctrica en Colombia se puede considerar “limpia” gracias al aporte de las energías renovables, su participación está claramente asociada a los procesos hidráulicos que aprovechan las temporadas de lluvias y las condiciones medioambientales, propicias para el aprovechamiento energético por medio de grandes proyectos hidroeléctricos, siendo relegadas a una mínima expresión tecnologías como la solar y la eólica. La distribución es tan desproporcionada, que mientras los procesos hidráulicos aportan un 68,3% a las centrales, la energía eólica brinda solo 0,1% (18,4 MW instalados), por lo que se evidencia que es una tecnología que tiene un largo camino por recorrer en cuanto a posicionamiento, aporte, difusión y aprovechamiento.

En este trabajo de fin de Máster se ha realizado un análisis multifactorial de las zonas, a priori, con las condiciones más favorables de vientos donde se han revisado aspectos tales como la localización, orografía, población, infraestructura y aspectos ambientales. Lo anterior se ha complementado con el procesamiento real de los datos de viento, obteniendo un análisis estadístico descriptivo del recuso eólico y una potencia estimada de generación, obtenida por medio de sensibilidades en programas especializados, los cuales contemplan la revisión técnica de las tecnologías de aerogeneradores más apropiados.

Los resultados obtenidos en este trabajo proporcionan un bloque variado de información y conceptos útiles, asociados al potencial de crecimiento que la energía eólica aún puede brindar para equiparar las cargas en la matriz energética colombiana, incluyendo conceptos complementarios a la matemática y sus limitaciones.

ABSTRACT

Although the electricity generation matrix in Colombia can be considered “clean” due to the contribution of renewable energies, their participation is clearly associated with hydraulic processes that take advantage of the rainy seasons and the environmental conditions, conducive to the use of energy through big hydroelectric projects, being relegated to a minimum expression technology such solar and wind power energy. Distribution is so disproportionate that while hydraulic processes contribute 68,3% to power plants, wind energy provides only 0,1% (18,4 MW installed), so it is evident that wind energy has a long way to go in terms of positioning, contribution, diffusion, and exploitation.

In this TFM it has been done a multifactorial analysis of the areas, a priori, with the most favorable wind conditions where has been revised aspects such as location, orography, population, infrastructure and environmental conditions. These aspects have been complemented with the processing of real wind data, obtaining a descriptive statistical analysis of the wind resource and an estimated generation power, both obtained through sensitivities in specialized programs, which contemplate the technical review of the most appropriate wind turbine generators.

The results of this work provide a varied block of information and useful concepts, associated with the growth potential that wind energy can still provide to equalize the Colombian energy matrix, including elements that are complementary to mathematics and its limitations.

PALABRAS CLAVE

Energía Eólica, Aerogeneradores, Aspectos Multifactoriales, Potencial de viento, Análisis estadístico descriptivo.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. MOTIVACIÓN	5
3. OBJETIVOS.....	6
3.1 OBJETIVO GENERAL:	6
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:	6
4. ANTECEDENTES TEÓRICOS.....	7
4.1 CARACTERISTICAS Y TIPOS DE AEROGENERADORES	7
4.2 TECNOLOGÍAS ONSHORE Y OFFSHORE.....	10
4.3 PROYECTOS EÓLICOS EN LATINOAMÉRICA	11
4.3 PROYECTOS EÓLICOS EXISTENTES Y PLANEADOS EN COLOMBIA.....	12
5. FACTORES QUE INTERVINEN EN EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS	15
5. 2 FACTOR GEOGRÁFICO.....	15
5. 3 FACTOR SOCIOAMBIENTAL	15
5. 4 LOCALIZACION DEL EMPLAZAMIENTO	16
5. 5 FACTOR ECONÓMICO	16
5. 6 FACTOR POLÍTICO	16
5. 7 FACTORES Y COMPONENTES DEL PRESENTE ANÁLISIS	16
6. METODOLOGÍA.....	17
7. DESARROLLO	18
8. RESULTADOS	25
8.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS.....	25
8.2 DICTAMENES ASOCIADOS A LOS ANÁLISIS ESTADÍSTICOS.	30
8.3 CONFIGURACIÓN DE LOS POLÍGONOS DE ESTUDIO.	31
8.4 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE VIENTO POR EMPLAZAMIENTO.	33
8.5 SIMULACION ENERGÉTICA Y CAMPOS DE VIENTOS	34
9. ANÁLISIS AMBIENTAL.....	37
9.1 AFECTACIÓN A FLORA Y FAUNA.....	37
9.2 AFECTACIÓN A RECURSO SUELO Y RECURSO AGUA.	37
9.3 AFECTACIÓN AL PAISAJE.	37
9.4 AFECTACIÓN A POBLACIONES URBANAS Y CARRETERAS.....	37
10. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	38
10.1 SUPUESTOS ECONOMICOS.....	38
10. 2 GANANCIAS NETAS, RECUPERACIÓN Y RESULTADOS.....	38
11. MATRIZ DE SELECCIÓN.....	39
12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
12. BIBLIOGRAFÍA.....	41
ANEXOS.....	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad eólica instalada a nivel mundial en el año 2020.	3
Figura 2. Capacidad eólica instalada en Sur América en el año 2020.	3
Figura 3. Aerogenerador y sus partes.	8
Figura 4. Esquema típico de un parque eólico Onshore.	10
Figura 5. Parque eólico Offshore East Anglia, Suffolk, Reino Unido.	11
Figura 6. Ubicación del parque eólico Jepirachi, La Guajiría, Colombia.	13
Figura 7. Metodología conceptual para el desarrollo del TFM.	17
Figura 8. Determinación inicial de zonas de interés y excluidas para el análisis.	19
Figura 9. Esquema de selección de las zonas de interés definitivas.	21
Figura 10. Localización estación Toquilla.	25
Figura 11. Localización estación Santa Cruz de Siecha.	26
Figura 12. Localización estación El Tablazo.	27
Figura 13. Localización estación Viento Libre.	28
Figura 14. Localización estación Villa Teresa.	29
Figura 15. Patrón de construcción de polígonos de estudio.	32
Figura 16. Bosquejo generalizado de emplazamientos construidos.	33

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación y tipos de aerogeneradores.	9
Tabla 2. Relación de viabilidad y velocidad del viento para fines energéticos.	20
Tabla 3. Estaciones de medición y Departamentos seleccionados para análisis.	22
Tabla 4. Resumen de tecnologías de aerogeneradores seleccionables.	24
Tabla 5. Parámetros y condiciones estipuladas para emplazamientos.	33
Tabla 6. Valores calculados para densidad de aire en los emplazamientos.	34
Tabla 7. Valores de producción energética consolidada.	35
Tabla 8. Valores normalizados con escenario de pérdidas eléctricas.	36
Tabla 9. Matriz de selección de emplazamientos eólicos analizados.	39

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. PARQUES EÓLICOS MÁS REPRESENTATIVOS DE CENTRO AMÉRICA Y EL CARIBE	44
ANEXO 2. PARQUES EÓLICOS MÁS REPRESENTATIVOS DE SUR AMÉRICA.....	45
ANEXO 3. PREPONDERANCIA DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS.....	46
ANEXO 4. DETALLE DEL FILTRO INICIAL Y LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS POSIBLES ZONAS DE INTERÉS	47
ANEXO 5. TABLA DE DATOS DE POTENCIA (CP) AEROGENERADOR V 136 3.45 MW	48
ANEXO 6. TABLA DE DATOS DE EMPUJE (CT) AEROGENERADOR V 136 3.45 MW	49
ANEXO 7. ESQUEMA DE PROCEDIMIENTOS EJECUTADOS PARA OBTENCIÓN DE FICHEROS Y RESULTDOS ENERGETICOS EN WASP	50
ANEXO 8. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	51
ANEXO 9. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	51
ANEXO 10. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	52
ANEXO 11. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	52
ANEXO 12. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	53
ANEXO 13. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	53
ANEXO 14. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN TOQUILLA	54
ANEXO 15. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN TOQUILLA.....	54
ANEXO 16. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA	55
ANEXO 17. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	55
ANEXO 18. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA.....	56
ANEXO 19. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	56
ANEXO 20. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	57
ANEXO 21. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA.....	57
ANEXO 22. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	58
ANEXO 23. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	58
ANEXO 24. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	59
ANEXO 25. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA	59
ANEXO 26. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO.....	60
ANEXO 27. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO	60
ANEXO 28. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO.....	61
ANEXO 29. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO	61
ANEXO 30. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO	62
ANEXO 31. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO.....	62
ANEXO 32. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN EL TABLAZO.....	63
ANEXO 33. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN EL TABLAZO	63
ANEXO 34. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO	64
ANEXO 35. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	64
ANEXO 36. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE	65
ANEXO 37. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	65
ANEXO 38. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE	66
ANEXO 39. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE	66
ANEXO 40. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	67

ANEXO 41. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	67
ANEXO 42. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	68
ANEXO 43. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE.....	68
ANEXO 44. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	69
ANEXO 45. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	69
ANEXO 46. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	70
ANEXO 47. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	70
ANEXO 48. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	71
ANEXO 49. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	71
ANEXO 50. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VILLA TERESA.....	72
ANEXO 51. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VILLA TERESA.....	72
ANEXO 52. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA.....	73
ANEXO 53. TABLA CONSOLIDADA DE COORDENADAS GEOGRAFICAS DE LAS ESTACIONES DE INTERES CON SUS PUNTOS POLIGONALES.....	73
ANEXO 54. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE TOQUILLA.....	74
ANEXO 55. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE SANTA CRUZ DE SIECHA.....	74
ANEXO 56. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE EL TABLAZO.....	75
ANEXO 57. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE VIENTO LIBRE.....	75
ANEXO 58. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE VILLA TERESA.....	76
ANEXO 59. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO TOQUILLA.....	77
ANEXO 60. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO TOQUILLA.....	78
ANEXO 61. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO SANTA CRUZ DE SIECHA.....	79
ANEXO 62. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO SANTA CRUZ DE SIECHA.....	80
ANEXO 63. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO EL TABLAZO.....	81
ANEXO 64. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO EL TABLAZO.....	82
ANEXO 65. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VIENTO LIBRE.....	83
ANEXO 66. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VIENTO LIBRE.....	84
ANEXO 67. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VILLA TERESA.....	85
ANEXO 68. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VILLA TERESA.....	86
ANEXO 69. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE TOQUILLA.....	87
ANEXO 70. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE SANTA CRUZ DE SIECHA.....	88
ANEXO 71. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE EL TABLAZO.....	89
ANEXO 72. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE VIENTO LIBRE.....	90
ANEXO 73. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE VILLA TERESA.....	91
ANEXO 74. DETALLE Y CARACTERISTICAS DE TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES CONTEMPLADOS PARA EL ANÁLISIS MULTIFACTORIAL.....	92
ANEXO 75. MATRIZ DE IMPACTOS AMBIENTALES POR PARQUE EÓLICO.....	94
ANEXO 76. RESULTADOS ECONOMICOS POR PARQUE EÓLICO.....	97
ANEXO 77. ZONAS, POLÍGONOS Y EMPLAZAMIENTOS CON CALIFICACION Y APLICACIÓN DE RANKING DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN.....	102

1. INTRODUCCIÓN

El gran potencial energético del recurso eólico ha incrementado en los últimos años su aporte a la generación de electricidad alrededor del mundo, aunque dicha tendencia está mucho más marcada en los países pertenecientes al G20. Por lo contrario, en regiones como Latinoamérica, y más concretamente en Sur América, la energía eólica pareciera ser una alternativa renovable muy poco explorada y que, aunque va en aumento, no da pasos muy acelerados, o al menos, no tan significativos como se requiere para contrarrestar los efectos de las emisiones de GEI y el cambio climático.

Según los datos reportados en el Global Electricity Review, en el año 2020 se incrementó un 15% respecto al 2019 la generación eléctrica a nivel mundial gracias a la aplicación efectiva de proyectos eólicos y solares (EMBER, 2021). Lo anterior se dio en el escenario de aparición de la pandemia de COVID-19, la cual ralentizó el consumo de carbón y del petróleo con sus derivados, puntualmente en los periodos de tiempo en los que se aplicaron restricciones de movilidad y actividades industriales).

Los datos que componen el reporte mencionado de EMBER (asociación de expertos independientes en energía, clima y transición energética) permiten identificar el comportamiento de la Unión Europea, potencias mundiales y naciones independientes. Por ejemplo, en el periodo 2019-2020 el grupo EU 27+ incrementó sus aportes de generación por medio de energía eólica en un 9,8% (41,91 TWh), mientras China logró en soledad un incremento de 15,1 % (61,20 TWh) y Estados Unidos 14,1 % (41,63 TWh). En este apartado, Sur América experimentó en general un comportamiento tendiente al alza, ya que naciones como Argentina, Brasil, Uruguay y Perú incrementaron su aporte de generación eléctrica por medio de proyectos eólicos. Sin embargo, en el caso puntual de Colombia, objeto del análisis que nos concierne, se evidenció una reducción de 88,7 % (0,05 TWh).

Según la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), la distribución de centrales de generación en Colombia en el año 2021 corresponde en su mayoría a centrales hidráulicas con 11.842,2 MW (68,3 %), seguida de centrales térmicas con 5.326,2 MW (30,7%), plantas de cogeneración con 149 MW (0,9%), proyectos de energía eólica 18,4 MW (0,1%) y plantas de energía solar con 9,8 MW (0,1%) (ACOLGEN, 2021). Si bien la matriz de generación eléctrica de Colombia encaja en una de tipo renovable por el aporte mayoritario de las hidroeléctricas, la dependencia de estas necesariamente implica un sometimiento al comportamiento de los fenómenos climáticos, principalmente en las regiones donde operan las hidroeléctricas.

En Colombia no existen estaciones marcadas al estar ubicada en el trópico ecuatorial, pero si se presentan temporadas de lluvia-sequía y fenómenos de variabilidad climática, en los cuales se puede presentar una fase cálida (fenómeno El Niño) o una fase fría (fenómeno La Niña). En la primera, aparte del incremento de temperatura durante el día se incrementa la cantidad de radiación ultravioleta, aumentando así las horas de brillo solar sumado a la drástica disminución de precipitaciones. En el segundo, si bien no se trata del efecto contrario de manera idéntica, la tendencia inversa es muy significativa (Montealegre, 2014). Por ende, la balanza energética inclinada casi en su totalidad a las hidroeléctricas no es la decisión más acertada, menos si los megaproyectos de este tipo se ven implicados en polémicas de sobre costes y corrupción en sus ejecuciones, como es el caso de Hidro Ituango, donde cuestiones técnicas e investigaciones de malos manejos proyectan su puesta en funcionamiento para el año 2023 y reflejan un retraso cercano a los 1000 días respecto a la fecha inicial proyectada, solo haciendo corte a Mayo de 2021 (Portafolio, 2021)

En cuanto a la capacidad eólica instalada, si bien Colombia firmó en el año 2019 un acuerdo contractual bilateral de 15 años de duración con la empresa portuguesa EDP Renováveis, el cual tiene como propósito incrementar la capacidad instalada de 19,5 MW hasta 510 MW por medio de la construcción de dos parques eólicos denominados Alpha (212 MW) y Beta (280 MW), ambos ubicados en los Municipios de Uribia y Maicao en el Departamento de la Guajira, dichos parques eólicos no estarán operativos hasta el transcurso del año 2022 cuando finalicen sus procesos de construcción e inicie la etapa de explotación.

Dicho lo anterior, esta estrategia contractual le ha permitido al país figurar en los reportes anuales de capacidad instalada con corte al año 2020 con el valor de la nueva capacidad proyectada para el país correspondiente a 510 MW, a pesar de que solo los 19,5 MW correspondientes al parque eólico Jepírachi están operativos en 2021. Las Figuras 1 y 2 dimensionan la realidad actual en cuanto a capacidad instalada global y regional de energía eólica.

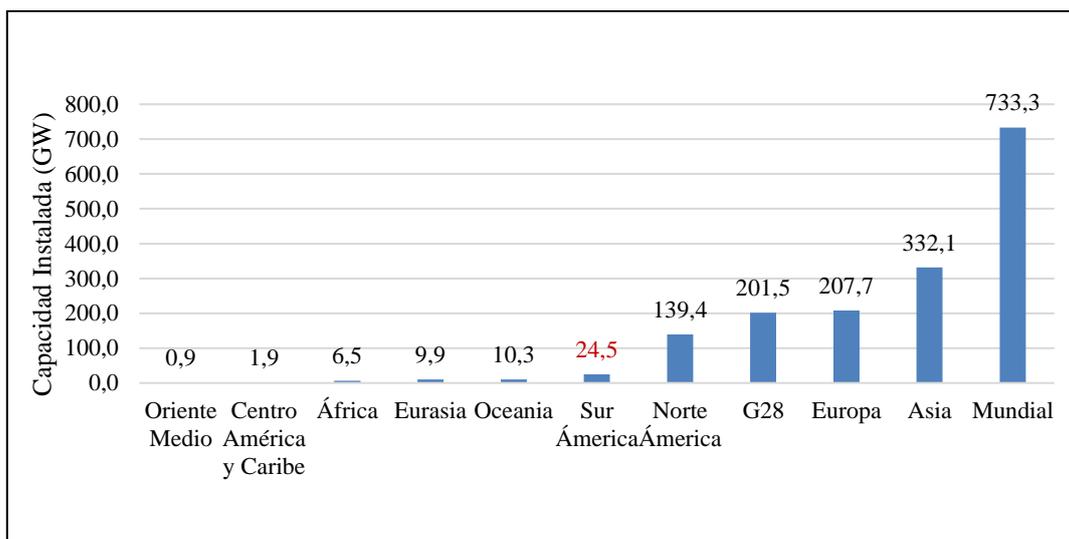


Figura 1. Capacidad eólica instalada a nivel mundial en el año 2020.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de *Renewable Energy Capacity Statistics 2021*.

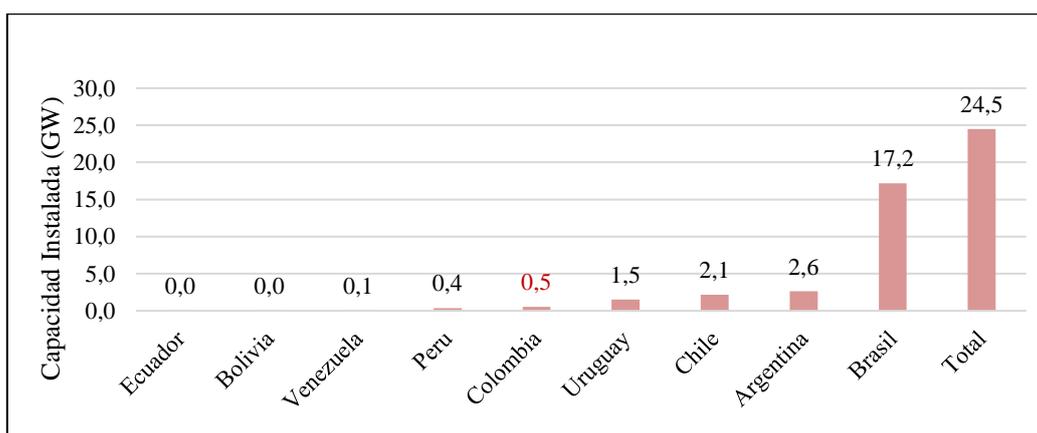


Figura 2. Capacidad eólica instalada en Sur América en el año 2020.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de *Renewable Energy Capacity Statistics 2021*.

Con esta realidad, es bastante inexplicable como en Colombia no se ha priorizado de manera masiva la entrada de otras energías renovables diferentes a la hidráulica, más aún en contraste con las condiciones eólicas disponibles. El Mar Caribe y sus límites marítimos territoriales en conjunto con el Departamento de la Guajira cuentan con los vientos de mayor velocidad en Colombia (valores cercanos a 10 m/s), pero también hay otras zonas interesantes en la geografía del país, tales como la cordillera Central (SO) en los Departamentos de Cauca y Nariño (2500 – 3200 msnm), en el Centro (C) y Noreste (NO) en Departamentos de Boyacá y Cundinamarca (2400 – 3500 msnm) como en regiones del Departamento de Norte de Santander y Cesar (500- 2400 msnm) donde las velocidades oscilan entre 5 m/s y 7 m/s (Echeverri, 2021)

Por los motivos expuestos, este trabajo tiene como objetivo realizar un análisis multifactorial de las zonas del territorio colombiano para determinar la favorabilidad de la implantación de proyectos eólicos, brindando información útil que permita ampliar el espectro de información existente, en pro de diversificar la distribución de generación eléctrica del país. Para el análisis se revisarán las condiciones eólicas de todo territorio nacional y se realizará un tamizado bibliográfico para seleccionar o descartar los sectores que sean favorables en mayor o menor medida.

Para ello, a partir de observación y consulta de estudios ya realizados y utilizando los datos de viento disponibles reportados en estaciones de medición, se construirán modelos estadístico-descriptivos a partir del programa *Windographer*. Por otro lado, a partir de las tecnologías de aerogeneradores y las zonas de estudio, se determinarán los hipotéticos potenciales de generación eléctrica utilizando el programa *Wasp*, potencial que se analizará por medio de un comparativo de parques eólicos probables el cual adiciona los factores de impactos ambientales, paisajísticos, urbanísticos, condiciones de infraestructura vial, reducción de emisiones, el factor económico, entre otros.

2. MOTIVACIÓN

Más allá de ejercer una profesión, oficio o rol dentro de la sociedad, todos como seres humanos debemos ejercer nuestro compromiso ante la conservación y preservación del medio ambiente, ya que en últimas es el hábitat global en el que se desarrollan las actividades productivas de todo el planeta. Desde el comportamiento individual se pueden generar impactos en el colectivo, por lo que los aportes temáticos asociados a investigaciones y trabajos de fin de grado, maestría o doctorado se pueden considerar como agentes motivadores del cambio e impulsores de ideas o enfoques en pro de una sociedad más estable.

El marcado incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las últimas décadas, las notorias variaciones en el clima observables a lo largo y ancho del globo a causa del cambio climático, los impactos en la salud no solo humana sino en las especies animales y vegetales generados por las prácticas convencionales extracción de uso y procesamiento de combustibles fósiles, y la marcada necesidad de equilibrar las matrices energéticas de los países y las sociedades económicas, son fuente de motivación suficiente para realizar estudios de toda índole que estén al alcance de nuestro desarrollo académico.

Por tal razón, y una vez expuestos los puntos iniciales de la situación actual colombiana, se hace necesario estudiar más a fondo la realidad y el futuro de la energía eólica en un territorio que ha desaprovechado inicialmente su potencial, ya que aún queda camino por recorrer para aportar de manera significativa al cumplimiento de los objetivos proyectados en los acuerdos y tratados medioambientales existentes en todo el mundo.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL:

- ❖ Ejecutar un análisis multifactorial para determinar la aplicabilidad de proyectos eólicos en zonas favorables del territorio colombiano.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- ❖ Analizar las limitantes asociadas a los aspectos ambientales de este tipo de proyectos.
- ❖ Exponer los distintos modelos tecnológicos de aerogeneradores y sus características, asociándolos al emplazamiento seleccionado.
- ❖ Obtener el respectivo análisis estadístico descriptivo y generación de energía teórica.
- ❖ Realizar análisis comparativo de los parques eólicos teóricos generados.

4. ANTECEDENTES TEÓRICOS

La energía eólica es aquella en la que se transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica, todo ello a partir de estructuras y elementos de ingeniería diseñados para dicho propósito. También es válido indicar que este tipo de energía se puede considerar una forma indirecta de energía solar (Talayero, 2011)

Según Cuco (2017), el viento se define como un desplazamiento de masas de aire causado por las diferencias de presión atmosférica y por la fuerza Coriolis derivada del movimiento de la tierra sobre su propio eje. Ahora bien, no todos los vientos o sus características son aprovechables para la obtención de esta energía renovable; los de mayor interés para los desarrollos de parques eólicos son los que presentan velocidades iguales o superiores a 5 m/s (Siabato, 2018)

Por ende, los aspectos característicos del recurso eólico (viento) juegan un papel importante en el aprovechamiento y obtención energética, entre los más relevantes se pueden mencionar la velocidad, dirección y turbulencia del viento, la densidad del aire y los efectos locales tales como las brisas o los vientos de ladera y valle. Todas estas características no son continuas a lo largo del tiempo, ni tampoco se presentan en igual magnitud entre una altura o una ubicación determinada, por lo que la naturaleza del viento siempre tendrá asociada una condición innata de variabilidad, la cual puede ser horaria, diaria, mensual, anual o estacional.

Para poder diseñar y construir apropiadamente parques eólicos en tierra o en mar, es necesaria la recolección de las series de datos del comportamiento del viento en la zona de interés, siendo deseable contar con más de diez años de mediciones para una mayor representatividad, aunque es factible realizar análisis con periodos de tiempo menores proporcionados por estaciones anemométricas en el denominado periodo de campaña de medición.

4.1 CARACTERÍSTICAS Y TIPOS DE AEROGENERADORES

Los aerogeneradores son los dispositivos responsables de realizar la transformación energética del viento. Si bien a lo largo de los años las tecnologías han ido avanzando a pasos agigantados, pasando de molinos tradicionales de elevación de viento o molienda a aparatos de producción energética de multi-megavatio (superiores a 2,5 MW). Estos aparatos están compuestos básicamente de un rotor, una barquilla o góndola, y una torre (Talayero y Martínez, 2011).

La torre es la sección que brinda soporte y por lo tanto soporta el peso y las cargas de todos los demás elementos del aerogenerador. Pueden alcanzar alturas de entre 80 m y

150 m y se anclan al suelo por medio de la cimentación, elemento que absorbe las cargas presentes de toda la estructura.

En la barquilla o góndola se localiza el tren de transmisión, elementos auxiliares, aparatos de monitoreo y el elemento más importante; el generador. Un listado de los componentes presentes en esta sección es:

- Eje principal: Transmisión de energía de baja velocidad que transmite el movimiento al rotor multiplicador.
- Multiplicador: Transmite lo recibido del eje principal e incrementa las revoluciones
- Generador: Realiza la transformación de energía mecánica en energía eléctrica y pueden ser síncronos (imanes como generadores de campo magnético) o asíncronos (energía producida en el estator).
- Transformador: Eleva la tensión de salida para que fluya a la red.

El rotor es el elemento que sostiene las palas, se trata de un buje que funciona como elemento estructural y dinámico, en su interior se encuentran los actuadores y los soportes tanto fijos como móviles. Respecto a las palas, pueden ser de más de 80 metros de longitud y contar con un grado mayor o menor de esbeltez según las necesidades puntuales del emplazamiento.



Figura 3. Aerogenerador y sus partes.

Fuente: Renovables Verdes.

Los aerogeneradores se pueden clasificar en según su tipo de eje, su disposición de rotor, velocidad de rotor y el número de palas (Talayero y Martínez, 2011). En la siguiente tabla se describen las características de cada configuración.

Criterio	Clasificación	Características
Tipo de Eje	Vertical	Eje del rotor perpendicular a la dirección del viento y el suelo. Generador y multiplicador accesibles (base de la estructura), hoy en día en desuso.
	Horizontal	Eje del rotor paralelo a la dirección del viento. Mayor rendimiento y facilidad de auto arranque.
Disposición del Rotor	Barlovento	El viento entra en contacto primero con el rotor y luego con la torre. Flujo libre de perturbaciones de la torre, pero se hace necesario contar con dispositivo de orientación.
	Sotavento	El viento entra en contacto primero con la torre y luego con el rotor. Fluctuaciones de energía por incidencia de la torre. Turbina con capacidad de auto orientarse.
Numero de Palas	Monopala	Una única Pala. Se hace necesario un contrapeso, de las más económicas, pero requieren buje articulado y mayor velocidad de rotación. Mayor impacto sonoro y visual.
	Bipala	Dos Palas. Se hace necesario un contrapeso, de las más económicas, pero requieren buje articulado y mayor velocidad de rotación. Mayor impacto sonoro y visual.
	Tripala	Tres palas. Mayor eficiencia que los mono y bi pala, se reducen cargas por distribución del empuje del viento, mejor aprovechamiento del potencial y menos impacto sonoro y visual
	Multipala	Mas de tres palas. Similar a los tripala, pero con costes más elevados, en algún punto ya no es incrementable la capacidad de producción respecto a los demás modelos con menos palas.
Velocidad del rotor	Constante	No requieren electrónica de potencia, ocupan menos mantenimiento, pero la distribución de las cargas complica el proceso operativo.
	Variable	Se disminuyen los esfuerzos con las variaciones en la velocidad, gracias al convertidor electrónico. Menores fluctuaciones y suavizado de potencia saliente.

Tabla 1. Clasificación y tipos de aerogeneradores.

Fuente: Elaboración propia con datos de Energías Renovables. Energía Eólica (Talayero y Martínez, 2011)

4.2 TECNOLOGÍAS ONSHORE Y OFFSHORE

Los aerogeneradores pueden situarse en tierra firme (Onshore) o costa afuera (Offshore).

Una mirada general de las características de estos dos tipos de emplazamientos lo realiza Lynn (2012), quien expresa que la ubicación grupal de las turbinas en tierra puede denominarse granja o parque eólico, zonas donde pueden coexistir un par de aerogeneradores o más de cientos, todos ellos destinados a la producción energética.

El desarrollo de parques eólicos en tierra (onshore) puede considerarse que data del año 1970, en California, más concretamente en Altamont Pas, San Gorgonio y las montañas Tehachapi. Posteriormente se tiene evidencia de instalaciones en Europa, en países como Dinamarca, Alemania y España. Para los desarrollos iniciales como los subsecuentes, se inició a observar una tendencia creciente respecto a la potencia unitaria, pasando de cientos de Watts a Kilo Watts y Mega Watts. (Lynn, 2012)

En el caso de los desarrollos onshore, el reto fundamental es identificar localizaciones de fácil acceso que tengan un potencial eólico significativo, altas velocidades y que las mismas estén cercanas entre si a las posiciones del futuro emplazamiento de las turbinas. Por lo tanto, los emplazamientos suelen ser dimensionados por medio de la técnica del *micrositting*, en el que por medio del procesamiento de datos y la caracterización de las condiciones (mapa de energía, posicionamiento de aerogeneradores, restricciones ambientales, efectos estela, etc) se determinan simulaciones de escenarios en programas especializados.

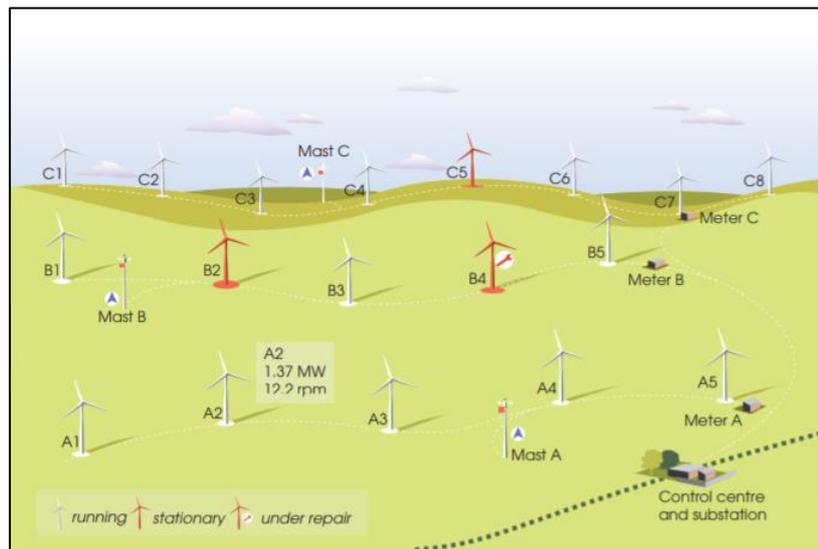


Figura 4. Esquema típico de un parque eólico Onshore.

Fuente: Onshore and Offshore Wind Energy P 151.

Ahora, la tecnología offshore inició en 1992 en Dinamarca, donde 11 aerogeneradores iniciaron la producción energética en la denominada granja Vindeby, la cual contaba con una capacidad instalada de 5MW. Luego de ello, los países del Mar del Norte fueron implementando proyectos de estas características, y mejor aún, optimizando las tecnologías y elementos estructurales (Lynn, 2012).

Una de las causas referenciadas por Lynn (por no decir, la principal), por la cual se comenzaron a implementar las turbinas en plataforma marítima, fue identificar el gran beneficio que trae consigo el notorio incremento de la velocidad promedio del viento a medida que se aumenta la distancia mar adentro respecto a la costa.

Naturalmente, este tipo de emplazamientos debe lidiar con factores adicionales a los presentados en condiciones onshore, ya que hay que incluir la influencia del oleaje en las estructuras, la corrosión de los materiales, el manejo de velocidades notoriamente más elevadas y el impacto al lecho marino.

Aun así, la capacidad eólica instalada de tipo offshore no ha parado de crecer a lo largo de los años, pasando de 3.776 MW instalados en el año 2011 a 34.367 MW para el año 2020, lo cual corresponde más de un 900% de incremento, siendo una tendencia exponencial marcada (IRENA, 2021).



Figura 5. Parque eólico Offshore East Anglia, Suffolk, Reino Unido.

Fuente: Iberdrola.

4.3 PROYECTOS EÓLICOS EN LATINOAMÉRICA

Como se expuso en el epígrafe 1, Sur América, Centro América y el Caribe cuentan con apenas 26,4 GW instalados en proyectos eólicos, tanto onshore como offshore, lo cual representa apenas el 3,6% del total mundial, cifra que ubica a la región por encima de

Oriente Medio (0,1%), África (0,35), Eurasia (1,3%) y Oceanía (1,4%), pero muy lejos aún de Norte América (19%), Europa (28,3%) y Asia (45,3%).

Si bien la baja de capacidad instalada y por ende la escasa generación eléctrica vertida a la red, son características de la región Latinoamericana que no se pueden ocultar, existen proyectos muy interesantes en la región que puede servir como ejemplo para desarrollos futuros que potencien este tipo de energía renovable en pro de acortar las brechas con los demás países. En el [Anexo 1](#) y en el [Anexo 2](#) se relacionan los proyectos eólicos más significativos de Centroamérica y Sur América respectivamente, incluyendo sus ubicaciones, capacidades instaladas y los fabricantes.

Para el caso Centro Americano destacan los parques eólicos Laudato Si (215 MW, GoldWind) en Coclé Panama, Cerro de Hula (126 MW, Gamesa) en Francisco de Morazan, Honduras y Santa Isabela (101,2 MW, Siemens) en Santa Isabel Puerto Rico.

Por otro lado, en Sur América si bien hay parques eólicos con capacidades instaladas elevadas, como Cabo Leones II en Atacama Chile (204,7 MW, Senvion), y Loja Villonaco (165 MW, Goldwind) en Loja Ecuador, el potencial de la región lo aportan casi que en su totalidad los numerosos parques de Brasil, Argentina y Chile, donde sin requerir capacidades instaladas ostentosamente grandes demuestran un desarrollo eólico serio y proyectado, a diferencia de los demás países de la región.

Es importante resaltar que uno de los países de la región que no se encuentra relacionado en el [Anexo 1](#) es México, lo cual no se debe a la falta de parques eólicos representativos (de hecho, cuenta con más de 50 operativos) sino porque para el análisis realizado del reporte IRENA del año 2021 la clasificación de México está asociada la región de Norte América, incluyendo su aportación energética a la matriz de la región que comparten Canadá y Estados Unidos. Pese a ello, son de resaltar los parques eólicos mexicanos, tales como Eólica del Sur (396 MW) y Eurus II 8(213 MW) localizados en Oaxaca o el parque Dolores (249 MW) localizado en Nuevo León.

4.3 PROYECTOS EÓLICOS EXISTENTES Y PLANEADOS EN COLOMBIA

Para el caso específico de Colombia, como se ha mencionado en apartados anteriores, solo se encuentra operativo y aportando generación eléctrica a la red el parque eólico Jepírachi. Este parque está localizado en el Municipio de Uribia en la alta Guajira Colombia, en el denominado sector del Cabo de la Vela. Está Compuesto por 15 aerogeneradores de 1,3 MW desarrollados por la empresa Nordex utilizando el modelo N60 (EPM, 2010).

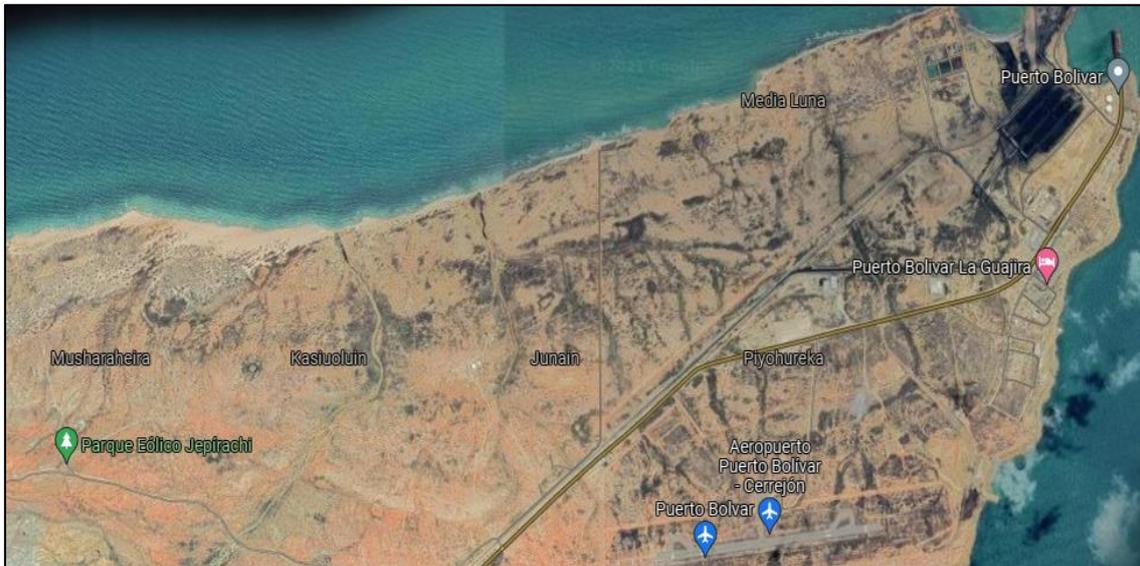


Figura 6. Ubicación del parque eólico Jepirachi, La Guajiria, Colombia.

Fuente: Google Maps.

La ubicación del parque corresponde a una zona desértica, con temperaturas en rango de 20°C hasta los 40°C, siendo esta última la máxima en los meses cálidos (mayo-septiembre) y 20,8 °C la más baja del año en el periodo invernal (octubre- enero). La humedad relativa mensual de esta zona de Colombia está en torno al 73,4% (Betancourt, 2004).

Jepirachi funciona como una plata menor del Sistema Nacional Interconectado (SIN). Los rotores son de 60 metros de diámetro y están ubicados también a 60 metros de altura respecto al suelo. Su distribución es en doble fila contando la primera con 8 aerogeneradores y la segunda con 7, con una separación aproximada de 1.000 metros entre líneas. La distancia promedio de separación entre aerogeneradores de la misma línea es de 180 metros, sin embargo, por las condiciones propias del terreno se determinó aplicar variaciones en la separación de los aerogeneradores y la dirección de línea, definiendo que era necesario conservar una orientación de -10° Norte (Azimut 350°) (EPM, 2010).

En términos de generación, Jepirachi ha tenido un comportamiento regular. Si bien, en el periodo 2005-2014 el factor de planta para ciertos años fue superior al 30%, el promedio equivalente de ese período fue de apenas 31,9%, muy bajo respecto al 42% proyectado por EPM, propietario del proyecto y operación del parque (Quiroga, 2017; Rodríguez 2017). Sin embargo, según reportes de XM, filial de la empresa Interconexión Eléctrica S.A (ISA), entre 2004 y 2020 se generaron 816.942 MWh, superando en 8,03 % la generación programada de 756.167 MWh para dicho período (El Colombiano, 2020).

El panorama actual de Jepirachi no es el más favorable, ya que según la resolución 060 de 2019 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *“Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones”* quedó enmarcado que el parque eólico no cuenta hoy en día con la tecnología mínima requerida dada su antigüedad, por lo que debió suspenderse toda su operación al inicio del año 2020. Al no ser posible la actualización de los equipos e instalaciones, EPM logró acordar con el Gobierno Nacional la operación segura del parque reactivando actividades en el segundo semestre de 2020 y hasta el año 2023, donde se alcanzará la vida útil de las instalaciones (EPM, 2020).

Se deben tener presentes las normativas energéticas colombianas (Resoluciones y Decretos) expedidos para dar cumplimiento a la Ley 1715 de mayo de 2014 *“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”* del Congreso Nacional (MINENERGÍA, 2021).

Adicional a los parques eólicos Alpha y Beta, proyectados para el año 2023 del acuerdo contractual entre el Gobierno Nacional y EDP Renováveis, existen otros proyectos interesantes y pendientes de desarrollar, aunque todos siguen estando localizados en el Departamento de la Guajira, los cuales se relacionan a continuación (El Heraldó, 2016).

- Empresa Jemeek WS: Irraipa (99 MW), Carrizal (195 MW), C. Eléctrica (180 MW) y Apotolorro (75MW).
- Empresa Isagén: Guajira II (dos etapas, una de 400 MW y otra de 20 MW) y Wayuu (12 MW).
- Empresa Bengoa: Bengoa 80 (82 MW) y Bengoa 200 (250 MW).
- Empresa: Begonia Powers S.A: Acacia (80MW), Camelia I (99 MW) y Camelia II (99 MW).

5. FACTORES QUE INTERVINEN EN EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS

En este apartado se relacionarán los factores que se consideran en la selección y análisis de los emplazamientos eólicos, en pro de contar con el material suficiente para el posterior desarrollo del presente trabajo. Para ello, se utilizará como base los estudios de Gil, et al. (2019) quienes describen a grandes rasgos que se pueden considerar seis grandes grupos que condicionan de una u otra manera la posibilidad de ejecutar un proyecto eólico, siendo ellos; climatología, condiciones geográficas, condiciones socioambientales, localización, condiciones económicas y políticas.

De los mencionados autores, en el [Anexo 3](#) se relacionan los siguientes factores, sus elementos de análisis y la preponderancia o peso de cada componente que se considera apropiada para el dimensionado de un parque eólico en tierra.

5. 1 FACTOR CLIMATOLÓGICO

En los emplazamientos eólicos se requiere contar con una caracterización adecuada de las condiciones climatológicas y su variabilidad. Lo anterior en vista que la presencia, magnitud y dirección del viento están directamente relacionadas con la climatología de la zona. Por ejemplo, no es lo mismo analizar los datos de una zona costera que de una ladera, ya que la temperatura, condiciones estacionales como nieve o lluvia, densidad de aire, tiempo efectivo de viento, la distribución de dirección y hasta la incidencia en mayor o menor medida de desastres naturales, pueden configurar que una zona sea favorable o desfavorable para un emplazamiento.

5. 2 FACTOR GEOGRÁFICO

Otro punto importante para tener en cuenta es la geografía de la zona de interés. Las condiciones de operación son muy variables entre un emplazamiento onshore respecto a uno offshore, ya que las estructuras son notoriamente distintas, puesto que las torres y cimentaciones deben adaptarse de la mejor manera al terreno. Lo anterior significa que se deben contemplar características tales como la altitud, la rugosidad, el tipo y área disponible de terreno junto con la presencia de pendientes o inclinaciones de la zona. Para los casos costa afuera, es indispensable contemplar la profundidad del agua y la fuerza de su oleaje, ya que son condiciones propias de estos emplazamientos.

5. 3 FACTOR SOCIOAMBIENTAL

Como en todos los proyectos de ingeniería, los parques eólicos deben ajustarse a los límites establecidos del país o región para mitigar la contaminación, ya que su construcción y operación puede impactar de manera significativa a la flora, fauna y suelo, como también a la población cercana (contaminación visual, auditiva, impacto vial) y sus

actividades económicas. También es válido contemplar la contribución, dependencia energética y la demanda asociada al proyecto.

5. 4 LOCALIZACION DEL EMPLAZAMIENTO

Este factor está relacionado a la logística que se debe ejecutar según la zona de trabajo para el desarrollo del proyecto. En resumidas cuentas, se deben contemplar las distancias y caminos existentes entre los puntos de operación, así como zona de interés como aeropuertos, zonas de transmisión por antena, fuentes de agua, zonas industriales o campamentos militares.

5. 5 FACTOR ECONÓMICO

El dimensionado económico permite tomar la decisión de la ejecución o descarte de un proyecto. Por ende, se asocian a este factor las estimaciones de costo/beneficio entre las inversiones, las cuales pueden ser bastante elevadas, y las ganancias proyectadas, que pueden ser significativas y prolongables por más de 30 años. Para ello se deben contemplar detalles como tasas de interés, energía vertida, TIR, VPN, capacidad instalada, entre otros.

5. 6 FACTOR POLÍTICO

Con el auge de la implementación de energías renovables a lo largo y ancho del mundo, los incentivos y favorabilidad tributaria son un aspecto que se debe analizar en el levantamiento de un proyecto eólico, ya que se pueden reducir costes de manera significativa. Además, este aspecto debe dimensionar las medidas políticas propias de cada región, puesto que son variables incluso dentro de un mismo país.

5. 7 FACTORES Y COMPONENTES DEL PRESENTE ANÁLISIS

Para el caso del presente análisis multifactorial, se proyecta construir una matriz de selección que contará con un total de catorce (14) elementos calificativos, todos ellos basados de manera individual o grupal en los componentes de los factores anteriormente expuestos, excluyendo el factor político ya que sus componentes tienen el mismo peso en Colombia indistintamente de las zonas a revisar, seleccionando los que se consideran más representativos y aplicables al presente trabajo.

La distribución de componentes de la matriz construida en el Capítulo 11 corresponden a seis de factor climatológico, tres del geográfico, siete del socioambiental, seis de localización del emplazamiento y diez del factor económico, los cuales se subrayan en amarillo en el mencionado [Anexo 3](#).

6. METODOLOGÍA

La metodología del presente trabajo contempla cinco (5) etapas fundamentales de ejecución. En primera instancia se contempla *una recopilación bibliográfica*, seguidamente se realizará la *revisión geográfica y climática* de Colombia en zonas onshore y luego de ello se podrá ejecutar la etapa de *selección de las zonas favorables* de potencial eólico. Ya con las zonas definidas, se realizará la *aplicación de sensibilidades* utilizando los programas *Windographer* y *Wasp*. De este proceso se efectuará una revisión para cada caso, incluyendo los factores que intervienen en los emplazamientos, lo que al final permitirá emitir los *resultados y conclusiones* con base a una matriz de selección.

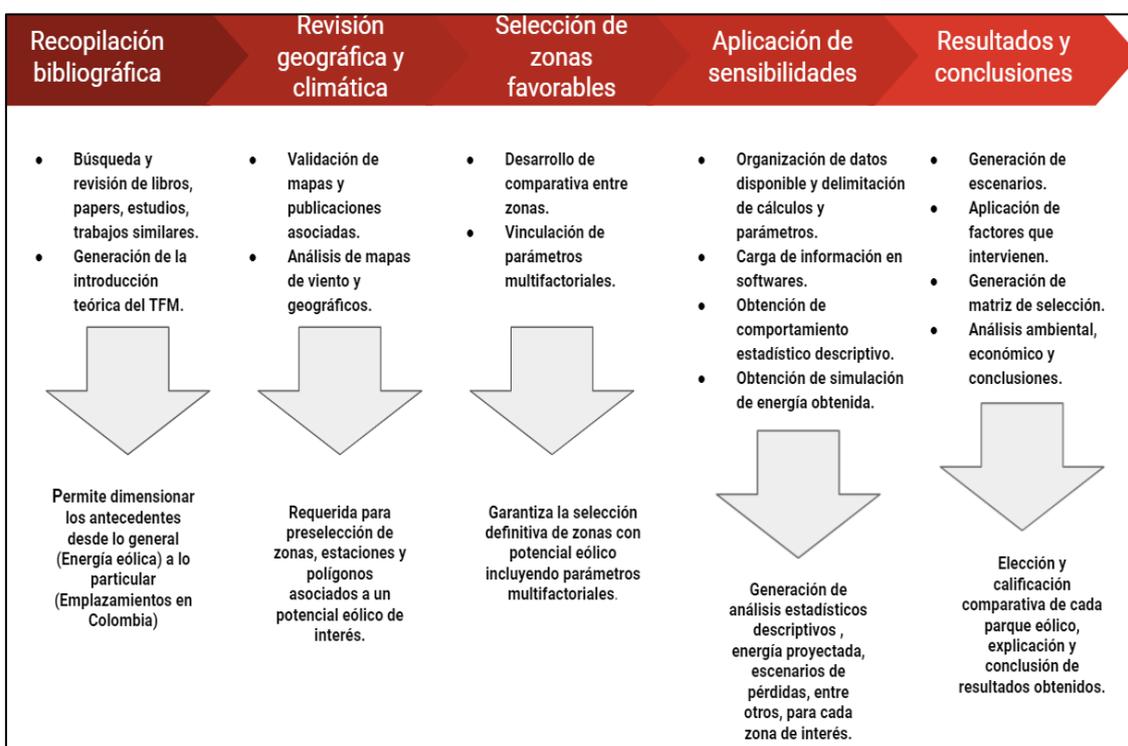


Figura 7. Metodología conceptual para el desarrollo del TFM.

Fuente: Elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que los estos elementos calificativos de la matriz de selección tendrán un rango entre 1 y 5 puntos, donde los puntajes más elevados estarán vinculados a los emplazamientos de mejores prestaciones asociadas a cada elemento calificativo, siendo factor de desempate el o los parámetros de más preponderancia reportados en el [Anexo 3](#).

7. DESAROLLO

Tal como se ha indicado con anterioridad, para ejecutar un análisis multifactorial se requiere de una revisión de las condiciones geográficas y climatológicas de Colombia, ejecutando de manera paralela, definiciones que limiten el marco de aplicación del análisis deseado. Teniendo en cuenta esto, es importante resaltar en primera instancia las definiciones de parámetros y características que se ejecutarán, argumentando teóricamente la toma de dichas decisiones, las cuales siempre estarán enfocadas en pro de lograr los objetivos y parámetros estipulados.

Como primer aspecto deben mencionar las zonas geográficas de Colombia que no serán tenidas en cuenta dentro del presente análisis, ya que la caracterización de todos los datos disponibles de velocidades y direcciones de viento del territorio colombiano representan una investigación demasiado extensa y con un elevado número de factores y variables a considerar, lo cual no es el objetivo de nuestro trabajo.

Para identificar las zonas excluidas (y de paso las zonas de interés) se utiliza la herramienta web del Instituto de Hidrología, Meteorología, y Estudios Ambientales (IDEAM) denominada Atlas Interactivo de Vientos. Esta herramienta permite la visualización del mapa geográfico de Colombia con sus límites tanto marítimos como terrestres y las fronteras departamentales, al cual se le pueden aplicar filtros para obtener los comportamientos mensuales y anuales de variables tales como velocidad máxima y promedio del viento, la dirección de este y los modelos de variabilidad climática. En esta aplicación además se pueden revisar los valores estimados de densidad de potencial eólico de cada uno de los 32 departamentos del territorio colombiano.

Como primera medida dentro del desarrollo del análisis, se aplicó el filtro a la variable de velocidad promedio del viento a 80 metros de altura. Si bien esta altura es menor a la que, por lo general se ubican los bujes de un generador, según la teoría sabemos que a una mayor altura tendremos un incremento, así sea moderado, en la velocidad del viento, lo cual justifica nuestra elección de 80 metros de altura como referencia mínima.

La escogencia de esta variable está netamente relacionada con la identificación de las velocidades del viento por Departamento, ya que de esta manera se pueden determinar las zonas que en primera instancia no cuentan con un potencial eólico significativo. Para nuestro análisis multifactorial se tomará con filtro que a una altura de 80 metros el Departamento cuente con valores iguales o superiores a 5 m/s en la mayor parte de su extensión territorial, para así garantizar la posibilidad de contar con datos robustos y procedentes de varias posibles localizaciones (partiendo de la ubicación de las estaciones de medición).

Adicionalmente, se deben excluir las zonas donde ya existe potencial eólico explotable, por lo que, el Departamento de La Guajira no será contemplado en el presente análisis, ya que es allí donde está operativo el parque eólico Jepirachi y donde existen diversos proyectos adjudicados para futuras explotaciones. En adición a esto, hay demasiadas evidencias científicas que sustentan la favorabilidad en dicha zona para explotación energética del viento, por lo que no tendría mayor valor agregado ahondar más en dicha zona.

Otro aspecto por considerar es que Colombia cuenta con dos regiones costeras en toda su extensión territorial, ya que limita tanto con el océano Pacífico como con el Océano Atlántico (Mar Caribe tropical). Esta característica geográfica y climatológica permite catalogar al país como uno de los de mejor proyección en cuanto a desarrollo del potencial eólico offshore, ya que su extensión marítima es significativa y la diversidad de sus corrientes le permitiría contar con un amplio portafolio de proyectos costa afuera. Sin embargo, y pese a lo atractivo del potencial offshore, para la presente investigación solo se contempla el desarrollo de parques eólicos en tierra, ya que el proceso de simulación, la obtención de los modelos estadísticos descriptivos del viento y el cálculo de la energía proyectada a generar se determinarán según los procedimientos matemáticos están mucho más caracterizados y cuentan con una elevada representatividad de resultados.

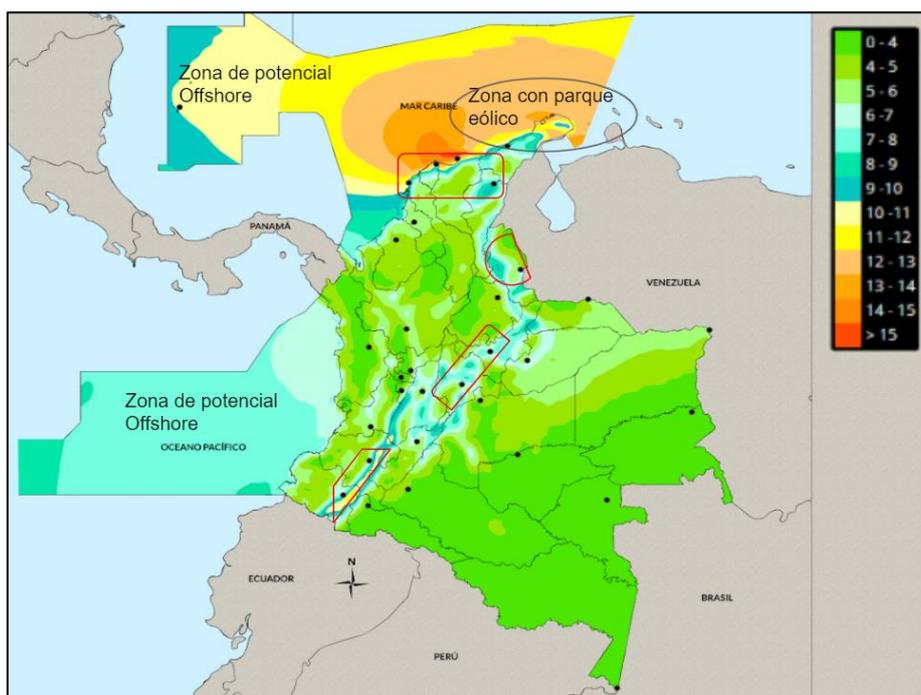


Figura 8. Determinación inicial de zonas de interés y excluidas para el análisis.

Fuente: Elaboración propia con datos de IDEAM.

En la Figura 8 se delimitan las zonas dentro de los departamentos de interés y se remarcan las zonas que se excluyen por condiciones geográficas y técnicas. Este tamizaje inicial indica que al menos nueve (9) Departamentos y la capital Bogotá, contarían con las condiciones indicadas de velocidad de viento, localización en plataforma terrestre y exentas de la presencia de parques eólicos previos para generación eléctrica. En estas zonas se pudo determinar gracias a la información suministrada por la Oficina de Atención al Usuario del IDEAM que existen hasta 59 estaciones de medición activas que cuentan con datos de velocidad y dirección de viento en frecuencias diez minútales, registrados todos a 10 metros de altura, esto al tratarse de estaciones climáticas y agrometeorológicas.

En el [Anexo 4](#) se reporta la cantidad de estaciones asociadas a los polígonos de la Figura 8, incluyendo sus características específicas, tales como zonas hidrogeológicas y corrientes de viento circundantes en los Departamentos y municipios acotados.

Respecto a la caracterización y selección de zonas de interés definitivas, se tiene en cuenta la relación general entre viabilidad y velocidad del viento para uso como fuente energética proporcionada por Clancy et al (1994). Si bien dicho parámetro es meramente indicativo y se asocia por lo general a pequeños proyectos o mini eólica, si se considera relevante para descartar las zonas de bajo potencial (menores a 3 m/s).

Promedio anual de velocidad del viento a 10 metros de altura (m/s)	Posibilidades de uso energético
$V_{prom_{Anual}} < 3 \text{ m/s}$	Usualmente inviable, a menos que se apliquen procesos especiales para evaluar mejor el viento
$3 \text{ m/s} > V_{prom_{Anual}} < 4 \text{ m/s}$	Aplicable para equipos eólicos de bombeo de agua, pero poco viable para generación eléctrica.
$4 \text{ m/s} > V_{prom_{Anual}} < 5 \text{ m/s}$	Aplicable para Aero bombas, motores Diesel y generación con sistemas autónomos.
$5 \text{ m/s} > V_{prom_{Anual}} < 6 \text{ m/s}$	Viable para Aerobombeo y aerogeneradores autónomos.
$V_{prom_{Anual}} > 6 \text{ m/s}$	Viable para Aerobombeo, aerogeneradores autónomos y para sistemas conectados a la red.

Tabla 2. Relación de viabilidad y velocidad del viento para fines energéticos.

Fuente: Clancy et al (1994) *The Power Guide: An international catalogue of small-scale energy equipment.*

Además de lo anterior, para el presente análisis multifactorial se aplicará la extrapolación de las series por medio de *Windographer*, por lo que a las alturas del buje se espera que las velocidades sean considerablemente más elevadas.

Así las cosas, en la Figura 9 se expone el procedimiento realizado para la determinación de las zonas definitivas, asociadas a las estaciones de medición más favorables, quedando así un total de cinco (5) áreas de interés, reportadas en la Tabla 3.

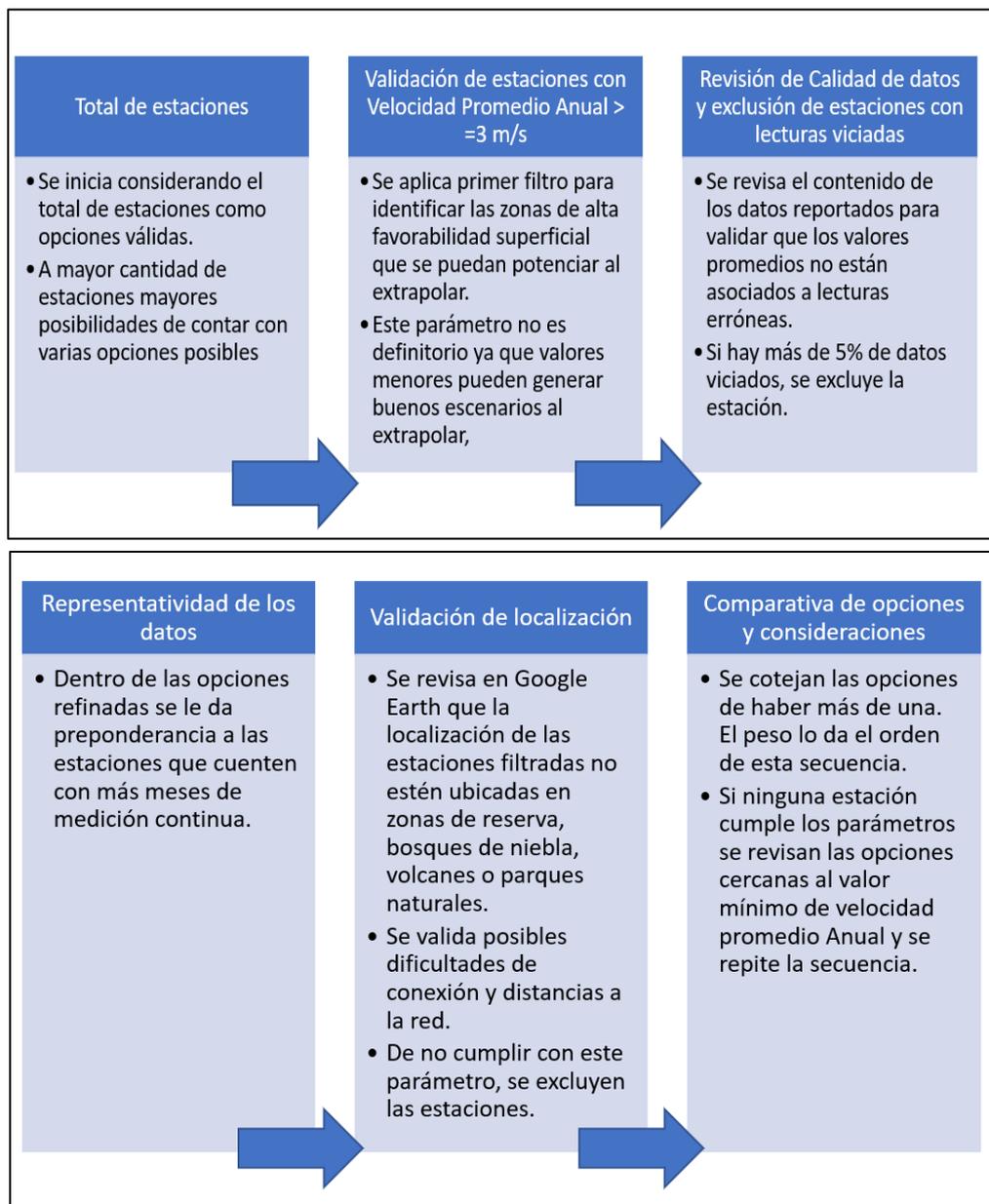


Figura 9. Esquema de selección de las zonas de interés definitivas.

Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Nombre de la estación	Velocidad Media Anual a 10 m (m/s)
Boyacá	Toquilla [35195060]	3,41
Cundinamarca	Santacruz De Siecha [21206980]	2,5
Cauca	El Tablazo [26015010]	1,54
Nariño	Viento Libre [52035040]	3,64
Bogotá	Villa Teresa [21206920]	4,7

Tabla 3. Estaciones de medición y Departamentos seleccionados para análisis.

Fuente: Elaboración propia con datos del IDEAM.

Para los Departamentos de Magdalena, Bolívar, César, Atlántico y Norte de Santander no fue posible seleccionar al menos una estación. Esto debido a que las disponibles no suministraban información suficiente y verídica o por el contrario las localizaciones tampoco se ajustaban a los parámetros de selección estipulados en la Figura 9.

Los datos de velocidad y dirección de viento suministrados por el IDEAM en estas estaciones elegidas no cuentan con valores de desviación estándar, por ende, el presente trabajo no incluirá la revisión y análisis de la turbulencia. Adicionalmente, es necesario recalcar que los datos corresponden a estaciones automáticas, por lo general de tecnología telemétrica, lo que significa que sus valores reportados son de carácter preliminar y no definitivos, algo importante para tener en cuenta en las conclusiones y resultados.

Utilizando el software *Windographer* se cargaron de manera individual los datos de velocidad y dirección de viento a la altura de medición (10 metros) de cada una de las 5 estaciones de interés. Posteriormente, se realizó el proceso de extrapolación vertical (herramienta *vertical extrapolation*), buscando obtener una simulación numérica y visual de los datos a alturas de 100 y 120 metros, elevaciones donde las condiciones del recurso pueden permitir que se considere la materialización de un proyecto de parque eólico que permita la deseada explotación energética. El resumen técnico estadístico descriptivo de cada una de las zonas de interés se presenta en el capítulo de Resultados.

Con la información extrapolada, se procede a delimitar zonas aledañas a las estaciones de medición seleccionadas. Lo anterior con el propósito de posicionar los probables emplazamientos a los que se les va a realizar la simulación energética en *Wasp*. Con este procedimiento se obtiene un espacio geográfico donde las condiciones del viento caracterizadas en *Windographer* continúen siendo representativas, planteando así las siguientes consideraciones:

- El polígono no puede ubicarse fuera del Municipio ni de Departamento de la estación de medición seleccionada.
- La zona para la ubicación de los aerogeneradores debe corresponder a los alrededores de las coordenadas de la estación y no puede estar vinculada a zonas de reserva, protegidas, correspondientes a asentamientos indígenas ni arqueológicamente restringidas.
- También debe garantizarse que el posicionamiento esté lo más retirado posible de zonas urbanas y de carreteras.
- Se debe cumplir con la regulación actual colombiana en cuanto a los límites de capacidad instalada y en cuanto a la obtención de permisos, licencias y presentación de los respectivos Planes de Manejo Ambiental. Para el caso de un parque eólico, si tomamos como referencia el único parque eólico de Colombia (Jeprirachi,) y los contratos y proyectos mencionados en el marco teórico, no hay límite definido de capacidad instalada, aunque se deberá cumplir con lo estipulado en la Resolución 030 de 2018 del Ministerio de Minas y energía: “ *La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión*”.
- Por lo mencionado en el punto anterior, para nuestro estudio se duplicará la capacidad instalada de Jeprirachi, requiriendo simular condiciones para una capacidad instalada de 40 MW.
- Se tendrán en cuenta las recomendaciones de Talayero y Martínez (2011) asociadas las buenas prácticas para un proceso de *micrositting*: “posicionamiento de los aerogeneradores en dirección perpendicular a la dirección principal del viento, distancia de por lo menos tres a cuatro diámetros de rotor entre aerogeneradores de la misma fila y de al menos cinco (incluso siete si la rosa de frecuencia es muy direccional) entre filas”.

Para nuestro caso particular, se referenciaron las coordenadas de cada estación y visualmente por medio de Google Earth se ubicaron los puntos poligonales. Esto es importante ya que con ellos se procedió a generar los archivos topográficos en .dxf.

Posteriormente, se consolidó la información correspondiente a las curvas de potencia y del coeficiente de empuje de los aerogeneradores, información que en nuestro análisis fue extraída del catálogo disponible de *Windographer*. Si bien el catálogo cuenta con un listado considerable de fabricantes y modelos, solo se revisaron los fabricantes que cuentan con potencias nominales entre 3 y 5 MW, que correspondan a versiones nuevas o modificadas de no antes del año 2013 y que el fabricante tuviese alto reconocimiento y experiencia a nivel mundial.

Fabricante	Modelo	Potencia Nominal (MW)	Diámetro de rotor (m)
Acciona	AW 125	3	125
Alstom ECO	122/3000	3	122
Enercon	E-101	3.050	101
Gamesa	G128	4.5	128
GE	3.2-103	3.230	103
Goldwind	140/3570	3.570	140
Nordex	N131/3000	3	131
Siemens	SWT 3.6/107	3.6	107
Vestas	V136	3.45	136

Tabla 4. Resumen de tecnologías de aerogeneradores seleccionables.

Fuente: Elaboración propia con datos de *Windographer*.

Ahora bien, para poder ejecutar el proceso en *Wasp* de los datos esperados de energía, se requiere contar con información detallada de los aerogeneradores, concretamente datos tabulados de coeficientes de potencia y empuje. Por lo anterior, se selecciona por disponibilidad de información el modelo V136 (3,45 MW) del fabricante Vestas, del cual se pudieron obtener los datos para la curva de potencia (C_p) y de empuje (C_t), reportados en el [Anexo 5](#) y [Anexo 6](#) y sobre el que se realizarán análisis a altura de buje de 120 metros, tal como se extrapoló en *Windographer*.

Recordar que *Wasp* realiza un modelamiento que integra las variabilidades del viento con las características geográficas, lo que, en conjunto con los datos y características de los aerogeneradores, permite suministrar un estimado de energía proyectada a generar por parte del emplazamiento. Además, con las coordenadas de los puntos seleccionados de cada aerogenerador, se puede inferir el comportamiento del efecto estela, permitiendo bajo ciertas consideraciones asociadas a las posibles pérdidas energéticas la obtención de un valor estimado de la energía inyectable a la red, en nuestro caso el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Para poder utilizar correctamente *Wasp*, es muy importante contar con los ficheros correspondientes que nos permitan la estimación energética de los emplazamientos, por lo que en el [Anexo 7](#) se esquematizan los ficheros y procedimientos utilizados para el cargue y obtención de resultados. Vale aclarar que, para la simulación de los campos de vientos se requiere determinar previamente la densidad de los emplazamientos, lo cual se puede realizar por medio de *Wasp* ingresando tanto la temperatura media anual ($^{\circ}\text{C}$) como la altura total (m), siendo este valor la sumatoria entre altitud media y altura de buje.

8. RESULTADOS

A continuación, se exponen los análisis estadísticos descriptivos obtenidos de cada zona, la generación de los polígonos y curvas de nivel, los cálculos de densidad de emplazamiento y los valores estimados de energía y pérdidas esperadas.

8.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS.

Estación Toquilla. Aquitania, Boyacá. Climática principal.

Coordenadas: N:5° 31' 25" O: 72° 47' 27.499", Altitud: 2.950 m.s.n.m.

Rango de tiempo y datos: 19 de agosto de 2017 a 01 de diciembre de 2021 (4.4 años).

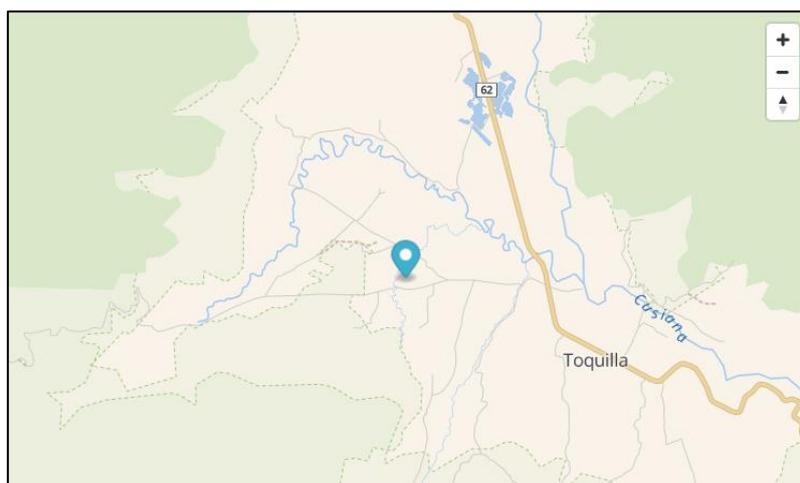


Figura 10. Localización estación Toquilla.

Fuente: Stadia Maps.

La dirección principal del viento corresponde a ESE con frecuencias entre el 20 y 25%, tendiente a ser direccional., identificando muy bajos aportes de otros sectores. En cuanto a las rosas de viento, se puede evidenciar que en las rosas de velocidades a 100 y 120 metros de altura los valores son cercanos a 6 m/s en dirección predominante E, con picos interesantes cercanos a 12 m/s en meses de junio y agosto. En cuanto a la rosa de energía, los valores de aprovechamiento energético se sitúan entre 20% y 40% en dirección ESE, siendo el mejor mes junio. ([Anexo 8](#), [Anexo 9](#), [Anexo 10](#), [Anexo 11](#), [Anexo 12](#) y [Anexo 13](#))

Respecto al comportamiento de la velocidad, si se analiza el comportamiento y las variaciones diarias de las series extrapoladas las mañanas son poco ventosas, el inicio de los picos de velocidad se sitúa entre las 7 y 8 am. Los puntos máximos se observan cercanos al medio día y la disminución diaria de la velocidad del viento inicia alrededor de 2 pm, pudiendo decirse que el comportamiento grafico se asemeja a una campana de

Gauss. Ahora bien, si se analiza mensualmente los inicios de año tienden a valores bajos y poco variables, siendo factible que los primeros semestres de cada año sean relativamente calmos. Los picos de velocidad se dan entre mayo y junio, luego de lo cual se inicial una baja controlada que tiende a crecer en los últimos tres meses del año y que no supera los 4 m/s. ([Anexo 14](#) y [Anexo 15](#))

La distribución de Weibull arroja que tanto a 100 como a 120 metros las frecuencias se concentran entre 70 y 30%. Para 100 metros $k=0.75$ y $A= 3,49$ m/s y para 120 metros $k=0.75$ y $A= 3,58$ m/s, por lo que no existe una variación significativa del factor A entre ambas series extrapoladas. ([Anexo 16](#))

Estación Santa Cruz de Siecha. Guasca Cundinamarca. Agrometeorológica.

Coordenadas: N: 4° 47' 3.4" O: 73° 52' 14.9", Altitud: 3.100 m.s.n.m.

Rango de tiempo y datos: 31 de diciembre de 2015 a 11 de marzo de 2019 (3.3 años).

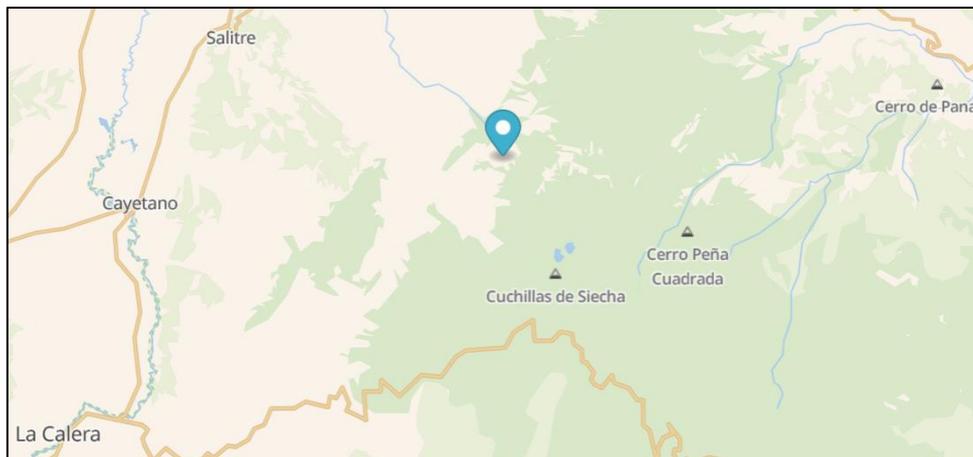


Figura 11. Localización estación Santa Cruz de Siecha.

Fuente: Stadia Maps.

La dirección principal del viento corresponde a NO con frecuencias cercanas al 24%, ligeramente direccional., identificando muy bajos aportes de otros sectores. En cuanto a las rosas de viento, se puede evidenciar que las rosas de velocidades de las series extrapoladas presentan valores tendientes a 6 m/s en dirección predominante NO con algunas tendencias leves a virar hacia el N o hacia el O. La disposición de velocidades casi que se traslapa en todos los meses del año, una característica muy valiosa en cuanto a la mitigación de la variabilidad. En cuanto a la rosa de energía, los valores de aprovechamiento energético se sitúan entre 20% y 50% en dirección NO, siendo los meses más favorables octubre, noviembre y diciembre. ([Anexo 17](#), [Anexo 18](#), [Anexo 19](#), [Anexo 20](#), [Anexo 21](#) y [Anexo 22](#))

Respecto al comportamiento de la velocidad, si se analiza el comportamiento y las variaciones diarias de las series extrapoladas las madrugadas poco ventosas, el inicio de los picos de velocidad se da cerca de las 9 am. Los puntos máximos se observan entre la 1 y 3 pm y la disminución diaria de la velocidad del viento inicia alrededor de 4 pm. Ahora bien, si se analiza mensualmente febrero y diciembre tienen velocidades más altas que los demás, los valores disminuyen entre marzo, abril, septiembre y noviembre, pero no son caídas drásticas y se compensan con el crecimiento en el mes inmediatamente siguiente. ([Anexo 23](#) y [Anexo 24](#))

La distribución de Weibull arroja para 100 metros $k=1.52$ y $A= 3,83$ m/s y para 120 metros $k=1.52$ y $A= 3,93$ m/s, por lo que no existe una variación significativa del factor A entre ambas series extrapoladas. ([Anexo 25](#))

Estación El Tablazo. Popayán, Cauca. Climática principal.

Coordenadas: N: $2^{\circ} 28' 29.399''$ O: $76^{\circ} 34' 52.656''$, Altitud: 1.700 m.s.n.m.

Rango de tiempo y datos: 31 de diciembre de 2015 a 13 de agosto de 2021 (5.8 años).

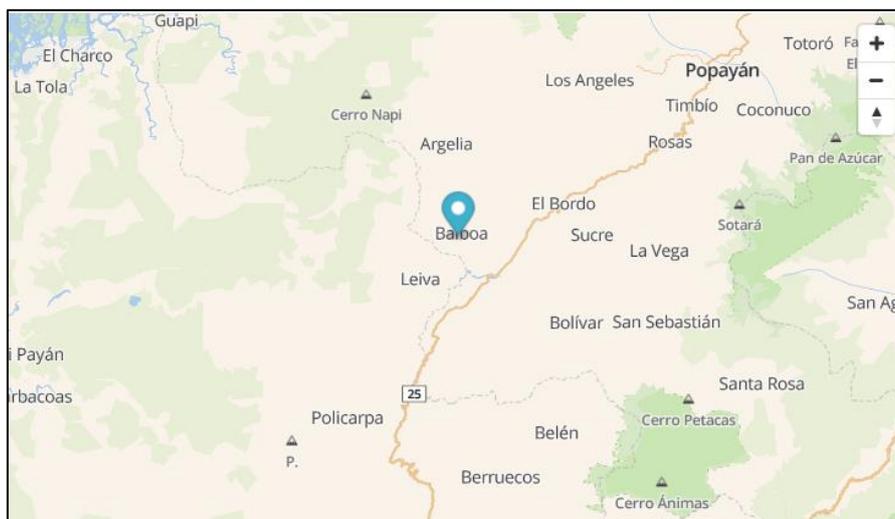


Figura 12. Localización estación El Tablazo.

Fuente: Stadia Maps.

Hay dos direcciones predominantes ENE y ONO, siendo la primera la de mayor frecuencia neta (cerca al 14%). Es interesante ver que en ambas zonas las tendencias en el comportamiento son muy similares, solo que menos direccional en la dirección O.

En cuanto a las rosas de viento, se puede evidenciar que en las rosas de velocidades de las series extrapoladas solo en los meses de junio, julio, agosto y septiembre los valores pueden alcanzar eventualmente los 3 m/s o un poco más, pero el resto del año es bastante menos veloz. En cuanto a la rosa de energía, los valores de aprovechamiento energético

se sitúan apenas sobre el 20% y tienden a la dirección ESE, por lo que el aprovechamiento no estaría directamente asociado a la frecuencia de dirección y ocurrencia. También es cierto que hay demasiada dispersión en los comportamientos mensuales de cada serie extrapolada por lo que el concepto de potencial eólico de esta estación no puede ser genérico. ([Anexo 26](#), [Anexo 27](#), [Anexo 28](#), [Anexo 29](#), [Anexo 30](#) y [Anexo 31](#))

Respecto al comportamiento de la velocidad, además de ser muy pobre, si se analiza el comportamiento y las variaciones diarias de las series extrapoladas las madrugadas e inicios de la mañana se dan prácticamente sin viento, e incluso en el amanecer hay una fluctuación decreciente. El inicio de los picos de velocidad se da cerca de las 9 am. Los puntos máximos se observan entre las 2 y 3 pm y la disminución diaria de la velocidad del viento inicia alrededor de 4 pm. Ahora bien, si se analiza mensualmente solamente hay un pico representativo en agosto, mientras que los demás meses son muy pobres y lo único que varía son sus direcciones de ocurrencia. ([Anexo 32](#) y [Anexo 33](#))

La distribución de Weibull arroja para 100 metros $k=1.30$ y $A= 2.08$ m/s y para 120 metros $k=1.30$ y $A= 2.14$ m/s, por lo que no existe una variación significativa del factor A entre ambas series extrapoladas. ([Anexo 34](#))

Estación Viento Libre. Taminango, Nariño. Climática ordinaria.

Coordenadas: N: 1° 37' 12" O: 77° 20' 24", Altitud: 1.400 m.s.n.m.

Rango de tiempo y datos: 23 de noviembre de 2016 a 19 de mayo de 2020 (3.6 años).



Figura 13. Localización estación Viento Libre.

Fuente: Stadia Maps.

La dirección predominante es OSO (cerca al 20%) y se puede decir que es un comportamiento unidireccional, casi sin aporte de otros sectores. En cuanto a las rosas de viento, se puede evidenciar que en las rosas de velocidades de las series extrapoladas las

posibilidades de encontrar una elevada velocidad se dan durante casi todo el año, tendiendo a los 5 m/s y 8 m/s. En cuanto a la rosa de energía, los valores de aprovechamiento energético están cercanos al 60% y tienden a la dirección OSO. ([Anexo 35](#), [Anexo 36](#), [Anexo 37](#), [Anexo 38](#), [Anexo 39](#) y [Anexo 40](#))

Respecto al comportamiento de la velocidad, no corresponde a valores elevados y si se analiza el comportamiento y las variaciones diarias de las series extrapoladas el comportamiento tiende a una ese invertida, donde los valores elevados corresponden a las madrugadas y las noches y el valle corresponde a las mañanas. El inicio de los picos de velocidad se da cerca de las 2 pm. Los puntos máximos se observan luego de las 6 pm y la disminución diaria se experimenta desde inicios del ocaso hasta la madrugada. Ahora bien, si se analiza mensualmente se puede decir que entre mayo y septiembre hay buena representatividad de condiciones de viento veloces. ([Anexo 41](#) y [Anexo 42](#))

La distribución de Weibull arroja para 100 metros $k=2.22$ y $A= 5.68$ m/s y para 120 metros $k=2.22$ y $A= 5.83$ m/s, siendo no tan variante, pero sí de las más significativa hasta este punto del estudio. ([Anexo 43](#))

Estación Villa Teresa. Bogotá, (Concretamente Sumapaz). Climática principal.

Coordenadas: N: 4° 20' 60" O: 74° 9' 0", Altitud: 3.624 m.s.n.m.

Rango de tiempo y datos: 19 de mayo de 2014 a 01 de abril de 2020 (5.9 años).



Figura 14. Localización estación Villa Teresa.

Fuente: Stadia Maps.

La dirección predominante es E (superior al 30%) y se puede decir que es un comportamiento unidireccional, casi sin aporte de otros sectores. En cuanto a las rosas de

viento, se puede evidenciar que en las rosas de velocidades de las series extrapoladas las posibilidades de encontrar una elevada velocidad se dan durante casi todo el año, tendiendo a superar los 6 m/s y rozando los 12 m/s, con un comportamiento semi ovalado. En cuanto a la rosa de energía, los valores de aprovechamiento energético están incluso por encima del 60% y tienden a la dirección E, levemente orientados hacia ENE. ([Anexo 44](#), [Anexo 45](#), [Anexo 46](#), [Anexo 47](#), [Anexo 48](#) y [Anexo 49](#))

Respecto al comportamiento de la velocidad, sus condiciones son muy interesantes y propicias para condiciones turbulentas, las variaciones diarias de las series extrapoladas el comportamiento tiende a una ese invertida, donde los valores elevados corresponden al medio día. El inicio de los picos de velocidad se da cerca de las 2 am. Los puntos máximos se observan cercanos al medio día y la disminución diaria se experimenta desde las 2 pm. Ahora bien, si se analiza mensualmente se puede decir que entre marzo y septiembre hay buena representatividad de condiciones de viento veloces y que poco decrecen. ([Anexo 50](#) y [Anexo 51](#))

La distribución de Weibull arroja para 100 metros $k=2.05$ y $A= 7.64$ m/s y para 120 metros $k=2.05$ y $A= 7.84$ m/s, siendo no tan variante, pero sí significativa hasta este punto del estudio. ([Anexo 52](#))

8.2 DICTAMENES ASOCIADOS A LOS ANÁLISIS ESTADÍSTICOS.

- **Dictamen Toquilla:** Se puede contemplar aprovechamiento energético, en especial en ciertos meses donde las condiciones de velocidad son propicias, como por ejemplo a mediados de año, esto se complementa con la rosa de energía y sus valores cercanos a 40%. Las tendencias de velocidad mensuales están cercanas a los 6 m/s lo cual es un buen indicativo, aunque las frecuencias tienden a ser muy regulares (20%). Aun así, no se puede descartar que con una buena localización y densidad de aerogeneradores pueda funcionar un emplazamiento en esta zona.
- **Dictamen Santa Cruz de Siecha:** Viable el aprovechamiento energético, básicamente por la continuidad de la velocidad a lo largo del año y las buenas cifras reportadas en las rosas de energías con valores tendientes a 50%. En casi todos los meses en algún punto se tiende a los 6 m/s lo cual es un buen indicativo, aunque las frecuencias tienden a ser muy regulares (24) % y de manera generalizadas no se supera el promedio de 4 m/s. Es importante definir una correcta densidad y localización ya que la altitud es un parámetro que juega a favor de esta zona, puesto que las condiciones no serían las más elevadas en velocidad, pero se mantendrían parámetros casi continuos.
- **Dictamen El Tablazo:** Muy inviable el aprovechamiento energético, básicamente por las pésimas condiciones de velocidad a lo largo de los meses del año. Además,

se complica aún más la situación cuando la energía aprovechable se puede localizar en sectores que no son los de mayor frecuencia. Los modelos muestran demasiada dispersión y las posibilidades de estar frente a lecturas que no caracterizan la zona son elevadas. Se evidencia que la selección fue asociada al cumplimiento de los parámetros secundarios al no cumplir con el filtro de velocidad.

- **Dictamen Viento Libre:** Muy viable el aprovechamiento energético, básicamente por la velocidad que se podrían tener disponible en la misma zona de elevada frecuencia. Los aprovechamientos podrían estar en el orden de 60% por lo que a priori con pocos aerogeneradores se podrían obtener buenos resultados desde que su ubicación sea propicia.
- **Dictamen Villa Teresa:** Muy viable el aprovechamiento energético, básicamente por las velocidades, frecuencias y energía posible para aprovechar, puesto que coexisten las condiciones en los mismos sectores. Los aprovechamientos podrían estar en el orden de 60% e incluso más por lo que al igual que el anterior caso con pocos aerogeneradores se podrían obtener buenos resultados desde que su ubicación sea propicia.

8.3 CONFIGURACIÓN DE LOS POLÍGONOS DE ESTUDIO.

La configuración detallada de las coordenadas se puede evidenciar en el [Anexo 53](#), mientras que la configuración gráfica de cada una de las cinco zonas con los arreglos eólicos se puede consultar así: Toquilla [Anexo 54](#), Santa Cruz de Siecha [Anexo 55](#), El Tablazo [Anexo 56](#), Viento Libre [Anexo 57](#) y Villa Teresa [Anexo 58](#).

En este procedimiento se debe mencionar que las curvas de nivel de cada una de las zonas de interés se obtuvieron por medio de QGIS, utilizando las coordenadas de cada estación de medida y puntos limitantes de los polígonos, para posteriormente obtener los ficheros correspondientes en .DXF, indispensables para la obtención de los archivos. map.

Los polígonos se obtuvieron siguiendo los parámetros estipulados en capítulo de Desarrollo y siguen un patrón específico, en el cual la estación de media (E) se ubica en la parte interior del polígono delimitado (no necesariamente en el centro), mientras que los puntos A y B, aparte de funcionar como límites externos, buscan unirse entre sí de manera geométrica, respetando las restricciones ambientales y urbanísticas mencionadas con antelación.

En este particular se debe mencionar que evidentemente hay polígonos y zonas delimitadas en las que se podrán instalar aerogeneradores en mayor o menor cantidad, ya que al respetar el factor inicial asociado a la orografía productiva y a la representatividad

de la zona de medición, los terrenos bien puede ser relativamente amplios, o bastante más pequeños y asilados, proporciones que pueden contemplarse en futuras investigaciones en pro de optimizar los resultados obtenidos en el presente análisis.



Figura 15. Patrón de construcción de polígonos de estudio.

Fuente: Elaboración propia con imagen de CMYK Arquitectos.

De manera visual, y siguiendo las indicaciones descritas en el capítulo de Desarrollo, se procede a localizar los aerogeneradores, limitando su cantidad máxima a once (11), con un valor mínimo de dos (2), lo que se ajusta a la definición de no sobrepasar el límite establecido en este estudio fijado en 40 MW, siendo 38,5 MW la capacidad instalada máxima y 6,9 MW la mínima.

Acá es importante resaltar que en este procedimiento se contempla como directriz que la posición de los aerogeneradores debe coincidir a la perpendicular respecto a la dirección principal del viento, incluyendo además la condición correspondiente a los espacios recomendados como buenas prácticas de emplazamientos y *microsittings* relacionada al espaciamiento entre filas y columnas, basado todo ello en Talayero y Martínez (2011).

En la Figura 16 se presenta un bosquejo generalizado de las condiciones de localización de cada parque eólico, mientras que en la Tabla 5 se reportan los valores métricos y condiciones técnicas consideradas de manera general en cada uno de los emplazamientos de estudio. Vale aclarar que, en el mencionado bosquejo, la línea amarilla representa la perpendicular de posición respecto al viento y se debe respetar en medida de lo posible en todo el emplazamiento, la línea azul la distancia entre filas de aerogeneradores y la línea fucsia la distancia entre turbinas.



Figura 16. Bosquejo generalizado de emplazamientos construidos.

Fuente: Elaboración propia con imágenes de Google Earth.

Parámetro	Condición mínima	Valor (m)
Distancia entre filas	5 veces el diámetro del rotor	544
Distancia entre aerogeneradores	4 veces el diámetro del rotor	680
Altitud de emplazamiento	Posición más elevada del cuadrante respetando la perpendicular	Depende del emplazamiento.
Distancia a carreteras	La mayor posible que se ajuste a las demás condiciones	1.000
Distancia a zonas urbanas	La mayor posible que se encuadre en el polígono	1.500
Ambientales	Excluidas zonas de reserva, suelos productivos agrícolas, cuerpos de agua o resguardos indígenas.	Depende del polígono.

Tabla 5. Parámetros y condiciones estipuladas para emplazamientos.

Fuente: Elaboración propia.

8.4 DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD DE VIENTO POR EMPLAZAMIENTO.

Para este cálculo se consultaron las temperaturas promedio de las zonas de interés y se determinó el valor de altura total de cada localización, analizando las curvas de nivel de nuestros polígonos (altitud media) y la altura del buje a la que haremos la determinación de los campos de viento: 120 metros de altura.

Los datos utilizados y los valores de densidad obtenidos en por medio de la herramienta *Air Density Calculator* de *Wasp* se presentan a continuación:

Departamento	Estación	Temperatura Media (°C)	Altitud Media (m)	Altura Total (m)	Densidad Emplazamiento (kg/m ³)
Boyacá	Toquilla	9.6	2800	2920	0.887
Cundinamarca	Santacruz De Siecha	12.9	3120	3240	0.850
Cauca	El Tablazo	15.7	1600	1720	1.001
Nariño	Viento Libre	17.8	1250	1370	1.035
Bogotá (Sumapaz)	Villa Teresa	13.4	3555	3675	0.809

Tabla 6. Valores calculados para densidad de aire en los emplazamientos.

Fuente: Elaboración propia con datos de Climate Data Org.

Aunque se pretendía incluir una zona de baja altitud sobre el nivel del mar (mayor temperatura) para que el análisis fuese mucho más amplio, la falta de estaciones, datos y sectores, en conjunto con las condiciones de selección estipuladas no lo permitieron.

8.5 SIMULACION ENERGÉTICA Y CAMPOS DE VIENTOS

Para todas nuestras zonas de interés no contamos con los coeficientes de C_t y C_p a la densidad específica de nuestro emplazamiento, por lo que se debe aplicar un proceso de interpolación lineal entre los valores menores y mayores que encierren los datos reales del estudio. Las tablas con los datos interpolados de C_p y C_t de cada emplazamiento se reportan de la siguiente manera:

- Toquilla: 3 aerogeneradores: [Anexo 59](#) y [Anexo 60](#).
- Santa Cruz de Siecha: 4 aerogeneradores: [Anexo 61](#) y [Anexo 62](#).
- El Tablazo: 5 aerogeneradores: [Anexo 63](#) y [Anexo 64](#).
- Viento Libre: 11 aerogeneradores: [Anexo 65](#) y [Anexo 66](#).
- Villa Teresa: 11 aerogeneradores: [Anexo 67](#) y [Anexo 68](#).

Por medio de las herramientas de *Wasp: Wild Climate Analyst* y *Turbine Editor*, se obtuvieron los ficheros .tab y .wtg, los cuales se cargan en conjunto con los archivos .txt de las coordenadas de localización de cada aerogenerador (*Google Earth*) y los datos de nuestras series extrapoladas a la altura de 120 metros (*Windograpger*).

Es importante mencionar que se realizaron varios emplazamientos de prueba en cada polígono, lo anterior buscando que los aerogeneradores no sobrepasaran el límite individual de pérdidas por encima del 8% (*Wake Loss*). Esta determinación se aplicó en pro de contar con rangos de mejora y optimización a futuro, asociados a la posición y

cantidad de aerogeneradores, la cobertura de los polígonos de interés y las zonas que se puedan incluir para otros análisis eólicos en país.

Los resultados energéticos consolidados de cada parque eólico propuesto se presentan a continuación en la Figura 7.

Parque Eólico	Producción Total (GWh)	Producción Neta (GWh)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Factor de Capacidad (%)	RIX máximo (%)	Anexos Isoventas y turbinas
Toquilla	16,052	15,731	2	17,7	0	Anexo 69
Santa Cruz	10,329	9,937	3,79	8,5	0,2	Anexo 70
El Tablazo	2,154	2,086	3,16	1,4	2,7	Anexo 71
Viento Libre	93,531	91,963	1,68	28,1	13,3	Anexo 72
Villa Teresa	131,480	129,789	1,29	39,5	7	Anexo 73

Tabla 7. Valores de producción energética consolidada.

Fuente: Elaboración propia.

El escenario de perdidas estipulado en este análisis corresponde a las siguientes consideraciones:

1. Pérdidas Eléctricas estimadas de 4%.
2. Indisponibilidad de las turbinas estimada en 4%
3. Garantía de las curvas de potencia utilizadas equivalente a 5%

Por lo tanto, el factor neto con el escenario de pérdidas para todos los parques eólicos propuestos sería de:

$$\text{Factor Neto con Pérdidas Totales} = (1 - \%_{n1}) * (1 - \%_{n2}) * \dots * (1 - \%_{ni})$$

$$\text{Factor Neto con Pérdidas Totales} = (0,96) * (0,96) * (0,95) = 0,875$$

Partiendo de estos datos, se aplican las siguientes expresiones matemáticas para determinar la posible cantidad de energía vertible a la red eléctrica del SIN, el tiempo a potencia nominal y los factores de capacidad que correspondan a las pérdidas estipuladas:

$$\text{Producción Neta real} = \text{Producción Neta}_{Wasp} * \text{Factor Neto con Pérdidas}$$

$$\text{Tiempo a Potencia Nominal} = \frac{\text{Producción Neta Real (MWh)}}{\text{Potencia nominal del emplazamiento (MW)}}$$

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Tiempo a Potencia Nominal (h)}}{\text{Horas totales de un año (8760 h)}}$$

Los resultados obtenidos para los emplazamientos del análisis, considerando las pérdidas eléctricas, se presentan en la siguiente tabla:

Parque Eólico	Producción Neta Real (GWh)	Tiempo a Potencia Nominal (h)	Factor de Capacidad (%)
Toquilla	13,76	1.329	15,17
Santa Cruz	8,69	629	7,18
El Tablazo	1,82	105,5	1,20
Viento Libre	80,47	2.120,42	24,20
Villa Teresa	113,56	2.992,35	34,16

Tabla 8. Valores normalizados con escenario de pérdidas eléctricas.

Fuente: Elaboración propia.

Es muy importante enmarcar que estos resultados obtenidos están asociados netamente a la elección del modelo Vestas V 136 de 3,45 MW (elevada densidad de potencia y área de barrido), por lo que los detalles y diferencias técnicas respecto a los demás modelos contemplados en la Tabla 4 del capítulo de Desarrollo se pueden consultar en el [Anexo 74](#).

Los valores obtenidos son solo algunos de los varios factores que se deben considerar para determinar cuál parque eólico es la opción más viable, por lo que se incluyen en la matriz de selección levantada en el Capítulo 11, adicionando los respectivos otros aspectos relevantes, tales como los análisis ambientales y económicos vinculados a los polígonos seleccionados.

9. ANÁLISIS AMBIENTAL

9.1 AFECTACIÓN A FLORA Y FAUNA.

En Colombia existe un elevado número de especies endémicas de flora y fauna, siendo un país de elevados estándares en cuanto a biodiversidad, por lo que es un detalle no menor para considerar en el análisis de emplazamiento eólicos, ya que el verdor y los ecosistemas se pueden alterar notoriamente.

En este análisis se pudo identificar que las zonas más vulnerables en este aspecto corresponden a Toquilla y Villa Teresa, ya que son zonas de hábitat para especies endémicas animales y vegetales y que están en coexistencia con cuerpos o corrientes de agua de características valiosas para el sector. También hay impacto elevado en Viento Libre y en Sata Cruz de Siecha por los mismos aspectos, pero en menor medida.

9.2 AFECTACIÓN A RECURSO SUELO Y RECURSO AGUA.

Como se mencionó en el epígrafe anterior, los cuerpos de agua y los nacedores de los mismos son un ítem muy relevante, ya que en las zonas de interés si se puede percibir una posible afectación, en especial en la zona de Villa Teresa, puesto que los frailejones y páramos son vitales para el mantenimiento de reservas de agua en el país, sin que las demás zonas estén exentas de afectación relevante.

9.3 AFECTACIÓN AL PAISAJE.

En los parques eólicos, es un aspecto muy difícil de mitigar, ya que siempre habrá una afectación así sea leve en cuanto a ruido, verdor, contaminación. Sin embargo, la zona más afectada es la del Tablazo, puesto que se afectan las zonas verdes que atraviesan el corredor urbano.

En este aspecto, si bien todas las zonas se ven afectadas, las de menor alteración pueden ser Viento Libre y El Tablazo, ya que están alejadas de zonas vírgenes de suelo y de afluentes, aunque todas las zonas tienen un impacto alto asociado a la pérdida de paisajes verdes.

9.4 AFECTACIÓN A POBLACIONES URBANAS Y CARRETERAS.

De igual manera que en el aspecto paisajístico, la zona del Tablazo sufre bastante al estar a menos de dos kilómetros de la ciudad, aunque también se afecta en buena medida la zona de Toquilla. En las demás zonas la afectación es media y alta.

Estos conceptos fueron obtenidos gracias a la panorámica satelital de *Street View* en *Google Earth* y a ciertos estudios ambientales propios de cada zona de interés, como Planes Municipales de Gestión de Riesgos (PMGR), Planes de Ordenamiento Territorial (POT), Planes de Ordenamiento y Manejo de la Cuenca (POMCA) y entes gubernamentales. La matriz detallada de los impactos para cada parque eólico se puede consultar en el [Anexo 75](#).

10. ANÁLISIS ECONÓMICO

10.1 SUPUESTOS ECONOMICOS

Partimos de un precio de venta igual para todos los casos de 420 COP/kWh, unos 0,093 €/kWh (incremental anual de 6%), esto debido a que en Colombia no existen tarifas diversificadas de mercado eléctrico, como sí suele suceder en la Unión Europea y al comportamiento alcista identificado en el año 2021 de los costes de energía en el país.

El escenario de vida productiva es de 20 años a una tasa de descuento de 2,5%, mientras que la inversión inicial (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) se determinarán de la siguiente manera para cada emplazamiento.

- Suministro, transporte y montaje de aerogeneradores: 2.000.000 €/MW
- Obra civil parque eólico: 5.500.000 €
- Obra civil Torre de control: 1.000.000 €
- Suministros eléctricos: 8.200.000 €
- Montaje eléctrico: 650.000 €
- Gastos de desarrollo en la construcción: 1.000.000 €
- Gastos de operación y mantenimiento parque: 150.000 €/año (1% incremental anual).
- Gastos de operación y mantenimiento aerogeneradores: 18.000 €/año (1% incremental anual).
- Gastos de personal anual: 45.000 €/año
- Gastos anuales de seguros e impuestos: 250.000 €/año (incremental de 1.500 euros año)
- Alquiler anual de terrenos: 2.000 €/MW
- Otros gastos: 15.000 € año (1% incremental anual)

Se determina todos los costes en euros basados en información económica estándar de proyectos eólicos ya ejecutados, pero por la ubicación geográfica se sobredimensionan los costes de suministro de aerogeneradores.

10.2 GANANCIAS NETAS, RECUPERACIÓN Y RESULTADOS

Se estiman por medio de los factores financieros Pay Back, VAN y TIR, esperando una TIR positiva y superior al 3% de rentabilidad efectiva.

Los resultados para cada caso se reportan en el [Anexo 76](#), siendo el más rentable el parque eólico de Villa Teresa y el menos rentable El Tablazo.

11. MATRIZ DE SELECCIÓN

La siguiente matriz le asigna una preponderancia numérica en puntaje a cada uno de los factores elegidos como relevantes en la selección de emplazamientos, teniendo en cuenta factores tales como la a energía vertida, el factor de capacidad, el impacto ambiental asociado y la rentabilidad económica.

Los valores superiores son de 5 puntos y los menores de 1 punto, siendo importante acotar que para los factores ambientales y climáticos los puntajes elevados corresponden a los emplazamientos de menor afectación.

Existen componentes en lo factores que intervienen en emplazamientos eólicos que se consideran más relevantes que otros, y por lo tanto se han elegido como elementos calificadores independientes; por ejemplo el acceso al SIN, si bien es un componente del factor localización, se separa para darle peso e importancia a su situación en el país, mientras que la rentabilidad económica funciona como un único calificador compuesto de prácticamente todos los elementos del análisis (VAN, TIR, IR, Energía vertida, etc).

Parque Eólico	Toquilla	Santa Cruz de Siecha	El Tablazo	Viento Libre	Villa Teresa
Disponibilidad y representatividad de datos	4	3	5	5	3
Viabilidad de campaña de medición	2	4	1	5	3
Altitud de emplazamiento	3	4	2	1	5
Localización	3	4	1	5	2
Posibilidad de inclemencias climáticas	4	1	3	5	2
Energía Vertida a red	3	2	1	4	5
Rentabilidad económica	3	2	1	4	5
Impacto Ambiental	1	2	1	3	1
Acceso al SIN	3	1	5	4	2
Velocidad del viento	3	2	1	4	5
Factor de Capacidad	3	2	1	4	5
% RIX Máximo	5	4	3	1	2
Densidad de potencia	4	2	1	3	5
% Pérdidas del emplazamiento	3	1	2	4	5
Puntaje final	44	34	28	52	50

Tabla 9. Matriz de selección de emplazamientos eólicos analizados.

Fuente: Elaboración propia.

En el [Anexo 77](#) se exponen los polígonos y zonas analizadas y se les asocia la calificación, ranking y elementos desfavorables una vez aplicada esta matriz de selección.

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Colombia cuenta con potencial eólico alternativo y distinto al proporcionado por la zona de la Alta Guajira. Estas oportunidades eólicas identificadas en el presente análisis corresponden a zonas donde se pueden realizar emplazamientos que aporten a la matriz energética, diversificándola y dejando de lado la dependencia de las presas hidráulicas. Esto se sustenta con los buenos resultados energéticos de Viento Libre y Villa Teresa, sin que se deba descartar las zonas de menor calificación luego de aplicar la matriz de selección.
- La zona de las estaciones Villa Teresa y de Viento libre, en Sumapaz y en Taminango respectivamente, son altamente recomendadas para revisiones futuras mucho más detalladas del potencial eólico, en pro de optimizar las pérdidas por efecto estela en valores individuales de aerogeneradores (por debajo de 4%).
- La posibilidad de ampliar los polígonos o cambiarlos por zonas asociadas a otras estaciones de medición también es válida para poder levantar un comportamiento de potencial en regiones donde el viento es veloz, pero donde no se ha realizado estudio alguno.
- El factor ambiental y el impacto urbanístico de algunas de las zonas elegidas deben ser factores para tener en cuenta para un tamizaje mucho más diversificado en cuanto a parámetros de selección.
- Se recomienda aplicar este mismo análisis para las zonas de altísimo potencial offshore identificadas en el mapa de vientos del IDEAM.
- Los datos utilizados, además de ser preliminares y sujetos a posibles variaciones, no dejan de ser representativos e indicativos de potencial energético. Eso sí, la altura de medición de 10 metros está claramente impactada por los obstáculos cercanos de cada estación de medición, por lo que lo más aconsejable es proponer una campaña de medición propia en estas zonas analizadas, ya que de dicha manera se podrían obtener datos de dirección y velocidad mucho más certeros.
- En conjunto con un análisis de cargas y un proyecto económico atractivo, se podrían implementar las opciones de parques eólicos en Viento Libre y Villa Teresa, pero en este último mitigando las limitaciones ambientales asociadas.
- Es viable incluir parámetros como la rugosidad de las zonas y las desviaciones estándar de los datos para obtener más elementos de cálculo y comparativa.

12. BIBLIOGRAFÍA

- Acolgen. (2021). Acolgen – *Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*. [online] Disponible en: <<https://www.acolgen.org.co/>> [Acceso: 15 de octubre 2021].
- Alcaldía Municipal de Popayán. (2021). *Nuestra ecología*. [online] Disponible en: <<http://www.popayan.gov.co/ciudadanos/popayan/nuestra-ecologia>> [Acceso 24 de diciembre 2021].
- Alcaldía Municipal de Popayán. (2013). *Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de Popayán*. Popayán: Alcaldía Municipal de Popayán.
- Betancurt Rodriguez, L.F., (2004). *Aspectos básicos para la operación, control y mantenimiento de un parque eólico*, Universidad de los Andes.
- Calvachi, B., Moncaleano, Á., Sanchez, D., (2005). *Capítulo VIII Estado actual de la fauna silvestre en el lago de Tota*. Pontificia Universidad Javeriana- Facultad de Estudios Ambientales para el Desarrollo IDEADE, pp.4-41.
- Clancy, JS, Hulscher, W (ed.), Hulscher, WS, Hulscher, WS & Fraenkel, P (ed.), (1994). *The Power Guide: An international catalogue of small-scale energy equipment*. IT Publications, London.
- Climate Data Org. (2021). *Datos Climáticos mundiales* [Online]. Disponible en: <<https://es.climate-data.org>> (Acceso: 16 de diciembre 2021).
- CMYK Arquitectos. (2020). *Edificabilidad de un terreno: definición e importancia* [Online]. Disponible en:< cmyk-arq.es/edificabilidad-de-un-terreno-definicion-e-importancia/> (Acceso: 16 de diciembre 2021).
- COLPARQUES. (2021). *SUMAPAZ* [online] Disponible en: <<http://www.colparques.net/http://www.colparques.net/SUMAPAZ#aceptar/SUMAPAZ#aceptar>> [Acceso 24 de diciembre 2021].
- Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca CAR. (2015). *Plan De Ordenación Y Manejo De La Cuenca Hidrografica POMCA Cuenca Del Río Sumapaz*. BOGOTA D.C.: CAR.
- Cucó, S., (2017). *Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones*. Universitat Politècnica de València. Valencia, España
- Delgado A., Ruiz S., Arévalo L., Castillo G., Viles N., Calderón J., Cañizales J., Muñoz Y., Ramos R. (Eds.), (2007). *Plan de Acción en Biodiversidad del departamento de Nariño 2006 - 2030- Propuesta Técnica*. Corponariño, Gobernación de Nariño - Secretaría de Agricultura, Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander

von Humboldt, Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales - UAESPNN - Territorial Surandina, Universidad de Nariño, Universidad Mariana Y Asociación para el Desarrollo Campesino. Pasto.

Echeverri Puerta, J., (2021). *Estudio del potencial eólico en Colombia y su complementariedad con fuentes de generación hidráulica*. [online] Medellín: Universidad Nacional de Colombia. [Acceso: 15 de octubre 2021]

EDPR. (2021). *EDP Renováveis se adjudica 490 MW en Colombia*. [online] Disponible en: <<https://www.edpr.com/es/news/2019/10/23/edp-renovaveis-se-adjudica-490-mw-en-colombia>> [Acceso: 29 de octubre 2021].

Ember. (2021). *Data Explorer - Ember*. [online] Disponible en: <<https://ember-climate.org/global-electricity-review-2021/data-explorer/>> [Acceso: 21 de octubre 2021].

Empresas Públicas de Medellín (EPM). (2010). *Jepírachi: una experiencia con la comunidad indígena Wayuu de la Alta Guajira colombiana*. Medellín: EPM.

Empresas Públicas de Medellín (EPM). (2020). *El Parque Eólico Jepírachi de EPM reactiva su operación hasta 2023*. [online] Disponible en: <<https://www.epm.com.co/site/el-parque-eolico-jepirachi-de-epm-reactiva-su-operacion-hasta-2023>> [Acceso 1 de noviembre 2021].

El colombiano. (2021). *Jepírachi se queda sin aire para generar electricidad*. [online] Disponible en: <<http://Jepírachi se queda sin aire para generar electricidad>> [Acceso 1 de noviembre 2021].

El Heraldo. (2016). *19 proyectos de energía limpia que aliviarían el sistema, pero siguen frenados*. [online] Disponible en: <<https://www.elheraldo.co/local/19-proyectos-de-energia-limpia-que-aliviarian-el-sistema-pero-siguen-frenados-253596#>> [Acceso 1 de noviembre 2021].

Gil García, I.C., García Cascales, M.S., Fernández Guillamón, A. & Molina-García, A., (2019). *Categorization and Analysis of Relevant Factors for Optimal Locations in Onshore and Offshore Wind Power Plants: A Taxonomic Review*. Journal of Marine Science and Engineering. [Online]. 7 (11). p.p. 391. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.3390/jmse7110391>.

Gubinelli, G., (2021). *Estiman que en marzo de 2021 el precio promedio de la energía rondará 120 dólares por MWh en Colombia - Energía Estratégica*. [online] Energía Estratégica. Disponible en: <<https://www.energiaestrategica.com/predicen-que-para-marzo-del-2021-el-precio-promedio-de-la-energia-en-colombia-rondara-los-120-dolares-por-mwh/>> [Acceso 24 de diciembre 2021].

Iberdrola. (2019). *El parque eólico marino East Anglia One comienza a generar energía eléctrica limpia*. [online] Disponible en: <<https://www.iberdrola.com/sala->

comunicacion/noticias/detalle/parque-eolico-marino-east-anglia-comienza-generar-energia-electrica-limpia> [Acceso: 31 de octubre 2021].

IRENA. (2021). *Renewable capacity statistics 2021* International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi

Lynn, P., (2012). *Onshore and Offshore Wind Energy*. 1st ed. Chichester: John Willey & Son LTD, pp.143-177.

Ministerio de Minas y Energía (MINENERGÍA). (2021). *Energías Renovables No convencionales*. [online] Disponible en: <<https://www.minenergia.gov.co/energias-renovables-no-convencionales>> [Acceso 1 de noviembre 2021].

Montealegre Bocanegra, J., (2014). *Actualización del componente Meteorológico del modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos El Niño y La Niña en Colombia, como insumo para el Atlas Climatológico*. Bogotá: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), pp.15-21.

Portafolio. 2021. *El retraso de Hidroituango, cerca de acumular mil días*. [online] Disponible en: <<https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/el-retraso-de-hidroituango-cerca-de-acumular-mil-dias-552202>> [Acceso: 20 de octubre 2021].

Quiroga, L. M., (2017). *Beneficios obtenidos y potenciales por el desarrollo del proyecto del parque eólico Jepirachi ubicado en el departamento de la Guajira, Colombia*. [online] Disponible en: <<http://hdl.handle.net/10654/16460>> [Acceso: 1 de noviembre 2021].

Rodríguez A, L (2017). *Información sobre el contexto actual del Parque Eólico Jepirachi desde la coordinación del programa de energía eólica*. Medellín: Empresas Públicas de Medellín EPM, pp. 1.

Siabato Benavides, R.C. (2018). *Identificación de proyectos con potencial de generación de energía eólica como complemento a otras fuentes de generación eléctrica en el departamento de Boyacá*.

Talayero Navales, A. y Telmo Martínez, E., 2011. *Energías Renovables. Energía Eólica*. 2nd ed. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, pp.30-94.

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), n.d. *Plan Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres Municipio de Guasca (Cundinamarca)*. UNGRD.

Wind Energy Market Intelligence, T., (2021). *Base de datos de energía eólica*. [online] Thewindpower.net. Disponible en: <https://www.thewindpower.net/index_es.php> [Acceso: 31 de octubre 2021].

ANEXOS

ANEXO 1. PARQUES EÓLICOS MÁS REPRESENTATIVOS DE CENTRO AMÉRICA Y EL CARIBE

País	Parque eólico	Ubicación	Aerogeneradores	Potencia Instalada (MW)	Fabricante y Modelo
Costa Rica	Orosí	Quebrada Grande, Guanacaste	25	50	Gamesa, G80
	Chiripa	Tilaran, Guanacaste	33	49,5	Acciona, AW77
República Dominicana	Aguaclara	Monte Cristi	25	50	Gamesa, G114
	El Guanillo	Monte Cristi	25	50	Gamesa, G114
Guatemala	San Antonio	Santa Elena Barillas, Villa Canales	16	52,8	Vestas, V112
Honduras	Cerro de Hula	Santa Ana, Francisco Morazan	63	126	Gamesa, G87
Nicaragua	Eolo	Rivas	22	44	Gamesa, G90
Panamá	Laudato Si	Penonomé, Coclé	86	215	Goldwind, GW109
Puerto Rico	Santa Isabela	Santa Isabela, Santa Isabel	44	101,2	Siemens, SWT-2.3-108

Fuente: Elaboración propia con datos de *The Wind Power*.

ANEXO 2. PARQUES EÓLICOS MÁS REPRESENTATIVOS DE SUR AMÉRICA.

País	Parque eólico	Ubicación	Aerogeneradores	Potencia Instalada (MW)	Fabricante y Modelo
Argentina	Bicentenario	Santa Cruz	35	126	Vestas, V117
	Los Teros I	Buenos Aires	32	121,6	GE Energy, 3.8-137
Bolivia	San Julián	San Julián, Santa Cruz	11	39,6	Vestas, V136
Brasil	Alegría II	Guamaré, Río Grande Do Norte	61	100,65	Vestas, V82
	Alegría I	Guamaré, Río Grande Do Norte	31	51,15	Vestas, V82
	Assurua	Gentío do Ouro, Bahía	20	30	GE Energy, 2.5-116
Chile	Cabo Leones II	Freirina, Atacama	89	204,7	Senvion, 2.3M 130
	Aurora	Llanquihue, Los Lagos	43	129	Senvion, 3.0M 122
Ecuador	Loja Villonaco	Loja, Loja	11	165	Goldwind, GW70
Perú	Wayra I	Marcona, Ica	42	132,3	Acciona, AW-3150 125
Uruguay	Agua Leguas	Cuchilla Peralta, Tacuarembó	50	117,5	Enercon, E92/2350
Venezuela	Los Taques	Paraguaná, Falcón	75	100,32	Gamesa, sin datos del modelo

Fuente: Elaboración propia con datos de The Wind Power.

ANEXO 3. PREPONDERANCIA DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN EN LOS EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS

Factor	Componente	Frecuencia Absoluta	Porcentaje
Climatológico	Velocidad del viento	32	94
	Densidad del aire	5	15
	Desastres naturales	4	12
	Densidad de Potencia	4	12
	Tiempo efectivo	3	9
	Disponibilidad de datos	1	3
	Turbulencia	1	3
	Periodos de nieve	1	3
Geográfico	Pendientes de terreno	24	71
	Altitud	13	38
	Área	5	15
	Tipo de terreno	8	24
	Rugosidad	3	9
Socioambiental	Áreas protegidas	22	65
	Uso del terreno	12	35
	Impacto en flora y fauna	12	35
	Capacidad Agrológica	9	26
	Ruido	8	24
	Impacto visual	7	21
	Población	4	12
	Demanda de Electricidad	3	9
	Reducción de emisiones	3	9
	Contribución a la dependencia energética	2	6
Localización	Efecto estroboscópico	1	3
	Distancia a zonas urbanas	29	85
	Distancia y disponibilidad de caminos	26	76
	Distancia a puntos de acoplamiento	22	65
	Distancia a líneas de transmisión	17	50
	Distancia a aeropuertos	17	50
	Distancia a fuentes de agua	15	44
	Distancia a zonas de entretenimiento o históricas	10	29
	Distancia a red ferroviaria	8	24
	Distancia a zonas industriales o militares	2	6
Económico	Distancia a puerto	2	6
	Distancia a otros parques eólicos	1	3
	Explotación/operación	10	29
	Energía vertida a red	9	26
	Costo infraestructura	8	24
	Precio de venta de energía	4	12
	Contribución económica	3	9
	Retorno	2	6
	Tasa de interés	2	6
	VPN	1	3
Legal	IR	1	3
	Capacidad instalada	1	3
	Estabilidad de voltaje	1	3
	Medidas políticas	3	9
	Impuestos	2	6
	Incentivos	2	6

Fuente: Categorization and Analysis of Relevant Factors for Optimal Locations in Onshore and Offshore Wind Power Plants: A Taxonomic Review.MDPI

ANEXO 4. DETALLE DEL FILTRO INICIAL Y LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS POSIBLES ZONAS DE INTERÉS

Departamento	Cantidad Estaciones	Municipios	Zonas Hidrogeológicas	Cantidad de Corrientes Circundantes
Boyacá	15	14	3	9
Cundinamarca	13	13	4	8
Cauca	8	7	5	4
Nariño	8	7	2	3
Magdalena	5	4	3	3
Bogotá	3	1	1	1
Bolívar	2	2	1	1
César	2	2	2	1
Atlántico	2	2	1	1
Norte de Santander	1	1	1	1
Total	59	49	*	*

*: Tanto las zonas hidrogeológicas como las corrientes circundantes no se pueden sumar en pro de un totalizado ya que la distribución de vientos del país cuenta con la particularidad de que circunden las mismas corrientes por zonas, Departamentos y Municipios diferentes, incluso sin ser colindantes.

Fuente: IDEAM

ANEXO 5. TABLA DE DATOS DE POTENCIA (CP) AEROGENERADOR V 136 3.45 MW

6.1 Leistungskurven, Modus 0/0-0S														
Windgeschwindigkeit [m/s]	Luftdichte [kg/m ³]													
	1,225	0,95	0,975	1,0	1,025	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,175	1,2	1,25	1,275
3.0	49	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45	47	51	53
3.5	127	87	91	95	98	102	105	109	113	116	120	123	131	134
4.0	224	163	168	174	179	185	191	196	202	207	213	218	229	235
4.5	339	252	260	268	276	284	292	300	308	316	324	331	347	355
5.0	480	362	372	383	394	405	418	427	437	448	459	470	491	502
5.5	651	494	508	523	537	551	568	580	594	608	623	637	665	679
6.0	857	654	672	691	709	728	746	765	783	801	820	838	875	893
6.5	1099	842	866	889	913	936	959	982	1006	1029	1052	1075	1122	1145
7.0	1382	1064	1093	1122	1151	1180	1209	1238	1267	1296	1325	1353	1411	1440
7.5	1705	1317	1353	1388	1424	1469	1495	1530	1565	1600	1635	1670	1740	1775
8.0	2067	1605	1647	1690	1733	1775	1817	1859	1901	1943	1984	2028	2108	2149
8.5	2460	1929	1978	2028	2078	2128	2178	2224	2273	2321	2367	2413	2504	2549
9.0	2849	2281	2336	2391	2446	2501	2552	2603	2655	2706	2754	2801	2894	2939
9.5	3174	2630	2686	2743	2799	2856	2905	2954	3004	3053	3093	3133	3205	3237
10.0	3369	2958	3010	3062	3113	3165	3201	3236	3271	3306	3327	3348	3382	3396
10.5	3434	3228	3260	3293	3326	3358	3373	3388	3403	3418	3423	3429	3437	3441
11.0	3449	3384	3398	3409	3421	3433	3437	3440	3443	3446	3447	3448	3449	3449
11.5	3450	3438	3440	3443	3445	3448	3448	3449	3449	3450	3450	3450	3450	3450
12.0	3450	3448	3449	3449	3449	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
12.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
13.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
13.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
14.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
14.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
15.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
15.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
16.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
16.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
17.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
17.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
18.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
18.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
19.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
19.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
20.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
20.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
21.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
21.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
22.0	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450
22.5	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450	3450

Fuente: Catálogo comercial Vestas.

ANEXO 6. TABLA DE DATOS DE EMPUJE (CT) AEROGENERADOR V 136 3.45 MW

6.2 Ct-Werte, Geräuschmodus 0/0-0S														
Luftdichte kg/m ³														
Windgeschwindigkeit [m/s]	1,225	0,950	0,975	1,0	1,025	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,175	1,2	1,25	1,275
3.0	0.868	0.874	0.874	0.873	0.873	0.872	0.871	0.871	0.870	0.870	0.869	0.868	0.867	0.867
3.5	0.842	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.844	0.844	0.843	0.843	0.842	0.841
4.0	0.832	0.834	0.834	0.834	0.833	0.833	0.833	0.832	0.832	0.831	0.832	0.832	0.832	0.832
4.5	0.843	0.843	0.843	0.843	0.844	0.844	0.844	0.844	0.844	0.844	0.843	0.843	0.842	0.842
5.0	0.837	0.844	0.843	0.843	0.842	0.842	0.841	0.841	0.840	0.840	0.839	0.838	0.837	0.836
5.5	0.832	0.839	0.838	0.838	0.837	0.837	0.836	0.835	0.835	0.834	0.834	0.833	0.832	0.831
6.0	0.826	0.834	0.833	0.832	0.832	0.831	0.830	0.830	0.829	0.828	0.828	0.827	0.825	0.825
6.5	0.819	0.829	0.828	0.827	0.826	0.826	0.825	0.824	0.823	0.822	0.821	0.820	0.818	0.817
7.0	0.811	0.823	0.822	0.821	0.820	0.819	0.818	0.817	0.816	0.814	0.813	0.812	0.810	0.809
7.5	0.803	0.817	0.815	0.814	0.813	0.812	0.811	0.810	0.808	0.807	0.806	0.805	0.802	0.801
8.0	0.794	0.810	0.809	0.808	0.806	0.805	0.803	0.802	0.800	0.799	0.797	0.796	0.793	0.791
8.5	0.775	0.811	0.808	0.806	0.803	0.800	0.797	0.794	0.790	0.787	0.783	0.779	0.771	0.767
9.0	0.727	0.791	0.786	0.781	0.775	0.770	0.764	0.758	0.752	0.746	0.740	0.733	0.721	0.714
9.5	0.653	0.743	0.735	0.727	0.720	0.712	0.704	0.696	0.688	0.680	0.671	0.662	0.643	0.633
10.0	0.565	0.680	0.670	0.661	0.652	0.643	0.632	0.621	0.610	0.599	0.588	0.576	0.553	0.541
10.5	0.476	0.612	0.600	0.587	0.575	0.563	0.550	0.537	0.524	0.512	0.500	0.488	0.465	0.454
11.0	0.402	0.536	0.523	0.509	0.495	0.481	0.469	0.457	0.444	0.432	0.422	0.412	0.393	0.384
11.5	0.343	0.460	0.447	0.434	0.421	0.409	0.398	0.388	0.378	0.368	0.360	0.351	0.336	0.328
12.0	0.297	0.394	0.383	0.372	0.362	0.351	0.343	0.334	0.326	0.318	0.311	0.304	0.291	0.285
12.5	0.260	0.341	0.332	0.323	0.314	0.305	0.298	0.291	0.284	0.277	0.271	0.265	0.255	0.249
13.0	0.229	0.298	0.291	0.283	0.275	0.268	0.262	0.256	0.250	0.244	0.239	0.234	0.225	0.220
13.5	0.205	0.265	0.258	0.252	0.245	0.238	0.233	0.228	0.223	0.218	0.213	0.209	0.201	0.197
14.0	0.183	0.235	0.230	0.224	0.218	0.212	0.208	0.203	0.199	0.194	0.190	0.187	0.179	0.176
14.5	0.164	0.210	0.205	0.200	0.195	0.190	0.186	0.182	0.178	0.174	0.171	0.168	0.161	0.158
15.0	0.148	0.188	0.184	0.180	0.175	0.171	0.167	0.164	0.160	0.157	0.154	0.151	0.145	0.142
15.5	0.134	0.170	0.166	0.163	0.159	0.155	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.137	0.132	0.129
16.0	0.122	0.155	0.151	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.129	0.127	0.124	0.120	0.118
16.5	0.112	0.141	0.138	0.135	0.132	0.128	0.126	0.123	0.121	0.118	0.116	0.114	0.110	0.108
17.0	0.102	0.129	0.126	0.123	0.121	0.118	0.115	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.101	0.099
17.5	0.094	0.118	0.116	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.102	0.100	0.098	0.096	0.093	0.091
18.0	0.087	0.109	0.107	0.104	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.089	0.086	0.084
18.5	0.081	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.078
19.0	0.075	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082	0.080	0.079	0.077	0.076	0.073	0.072
19.5	0.069	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.071	0.068	0.067
20.0	0.065	0.080	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063
20.5	0.061	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059
21.0	0.057	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055
21.5	0.054	0.066	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052
22.0	0.051	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.053	0.052	0.050	0.049
22.5	0.048	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.050	0.049	0.047	0.047

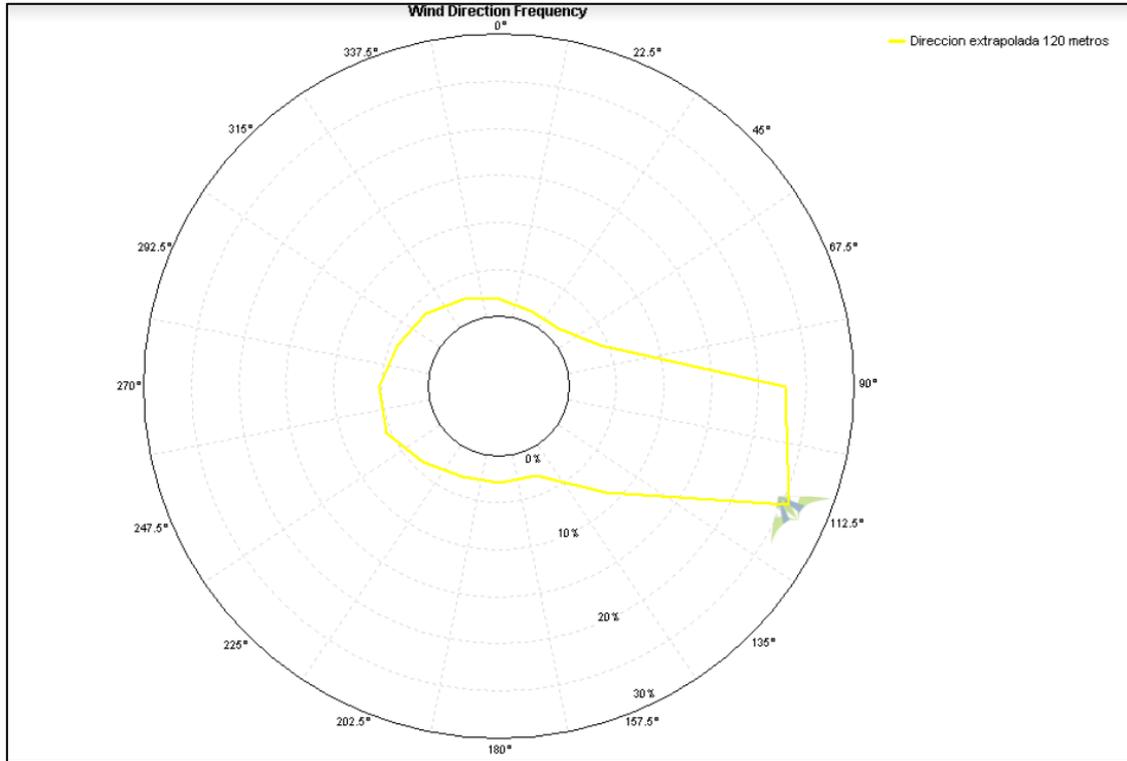
Fuente: Catálogo comercial Vestas.

ANEXO 7. ESQUEMA DE PROCEDIMIENTOS EJECUTADOS PARA OBTENCIÓN DE FICHEROS Y RESULTDOS ENERGETICOS EN WASP

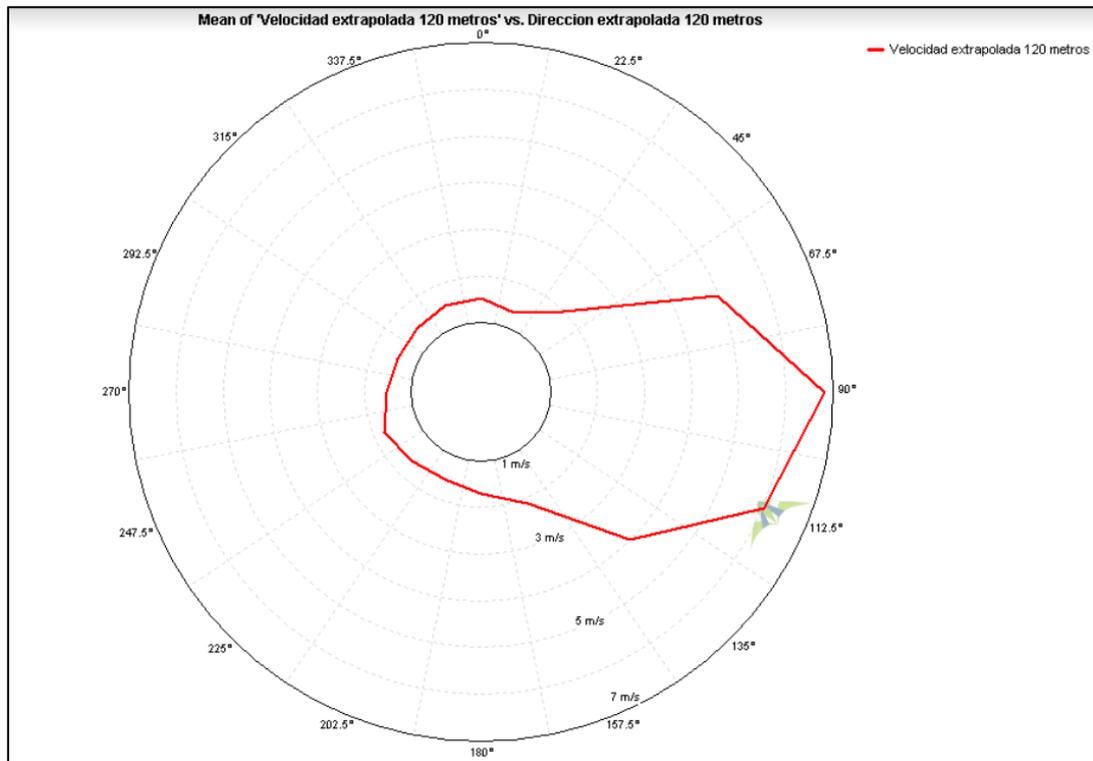
Curvas de nivel	<ul style="list-style-type: none"> - Archivo .map, requerido para delimitación de zonas de mayor o menor altitud (Topografía) necesarias para asignación de valores de rugosidad. - Obtenidas por medio de XXX generando archivo.dxf y transformandolo en la herramienta <i>Wasp Map editor</i>.
Datos del viento	<ul style="list-style-type: none"> - Archivo .txt , requerido como parametro de entrada del comportamiento del viento, tratandose de datos tabulados de velocidad y dirección de viento para cada una de las 6 zonas de interés. -Obtenido exportando la data generada en las series extrapoladas obtenidas en <i>Windographer</i>.
Wind CLimate Analyst	<ul style="list-style-type: none"> -Archivo .tab recopilando datos climatologicos y coordendas de estacion de medición. - Obtenido mediante la herrameinta <i>Wasp Climate Analyst</i> creando un proyecto nuevo y cargando las coordenadas de las estaciones y los ficheros .txt de datos de viento de las series extrapoaldas obtenidas en <i>Windographer</i>, generando un informe de resultados que permita la generación del archivo .tab.
Coordenadas aerogeneradores	<ul style="list-style-type: none"> -Archivo .txt con la posición en X y en Y de los aerogeneradores deseados a instalar para simulacion energética y efecto estela. - Obtenido mediante el programa Google Earth respetando las buenas prácticas , la topografía y el limte de potencia a instalar.
Simulación de campos de vientos, curva de Ct y Cp	<ul style="list-style-type: none"> -Archivo .wtg asociado a las características reportadas en los catalogos de fabricante para la tecnología de aerogenerador seleccionada. - Obtenido por medio de la herramienta <i>Wasp Turbine editor</i>. utilizando la densidad del emplazamientoe introduciendo losdatos de Ct y CP a cada valor de velocidad de catalogo.
Análisis de datos y resultados Wasp	<ul style="list-style-type: none"> -Archivo .wwh asociado a las simulación de los datos y ficheros anteriormente reportados. - Obtenido por medio de la freación de un espacio de trabajo y la caracterizacion generada por los modulos del programa <i>Wasp</i>.

Fuente: Elaboración propia.

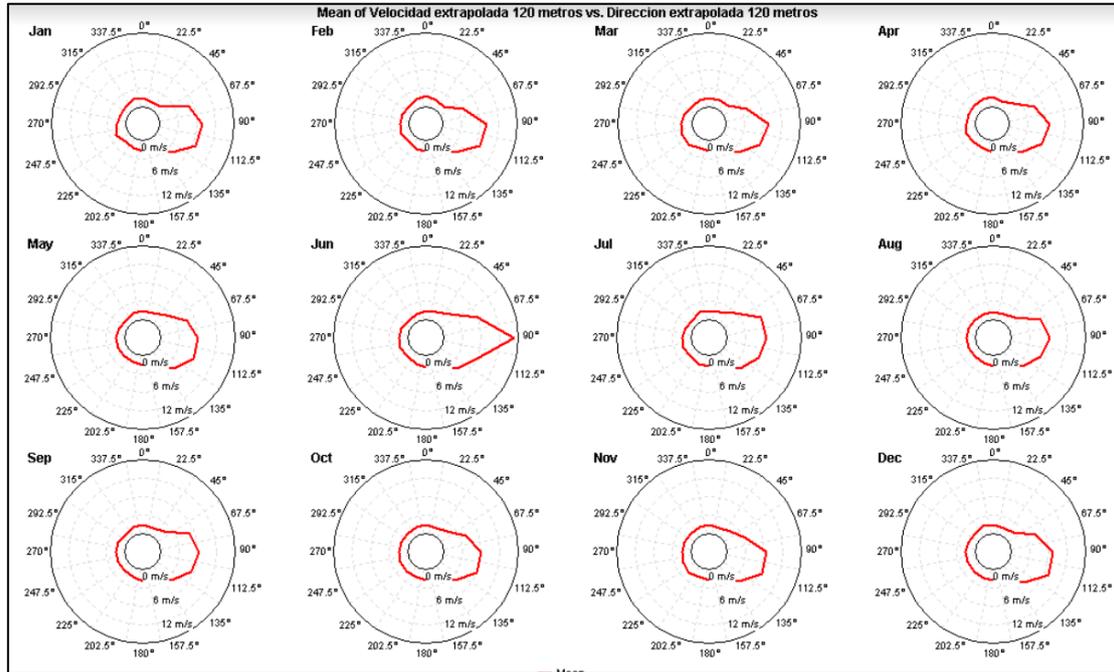
ANEXO 8. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



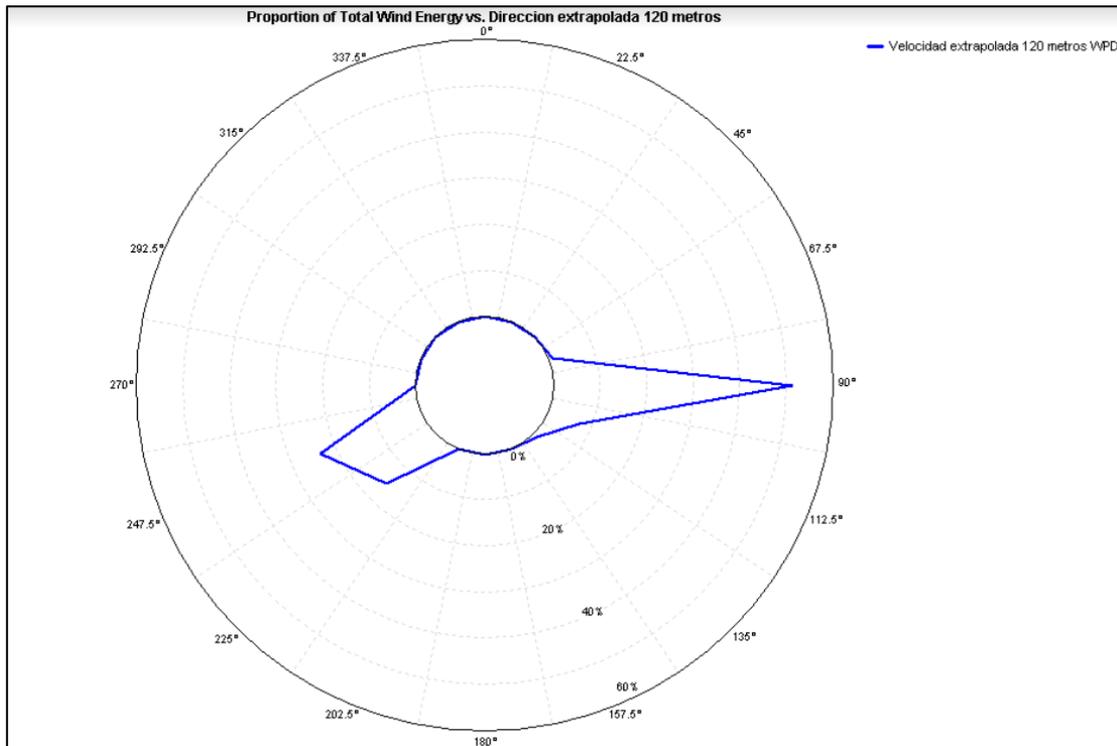
ANEXO 9. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



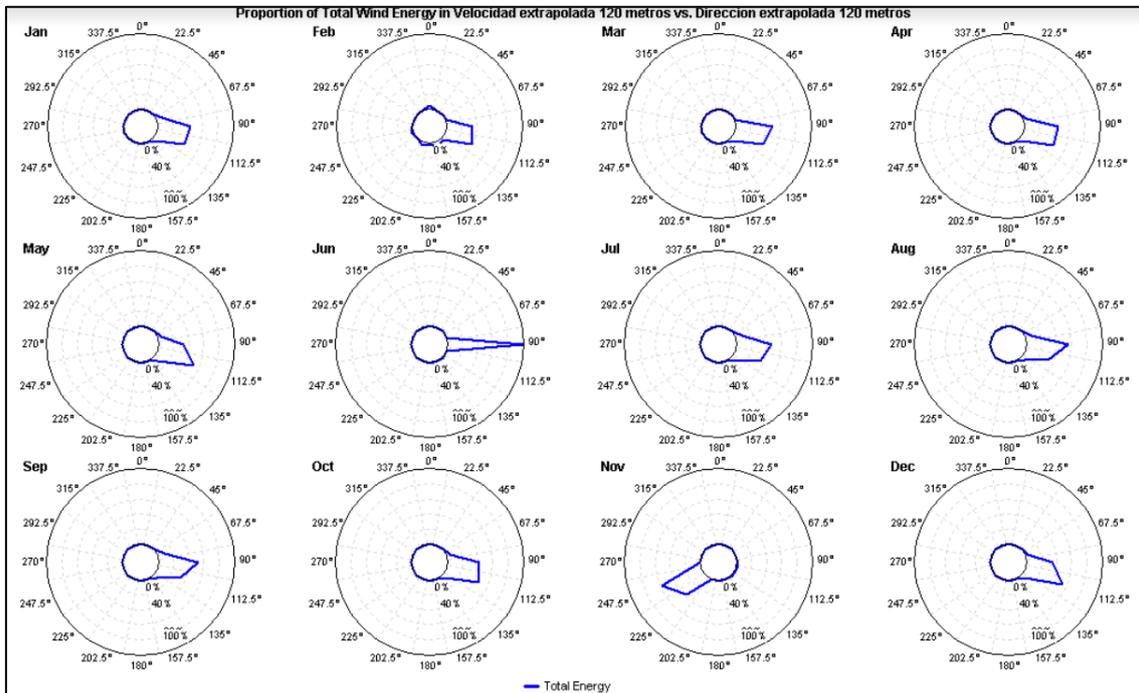
ANEXO 10. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



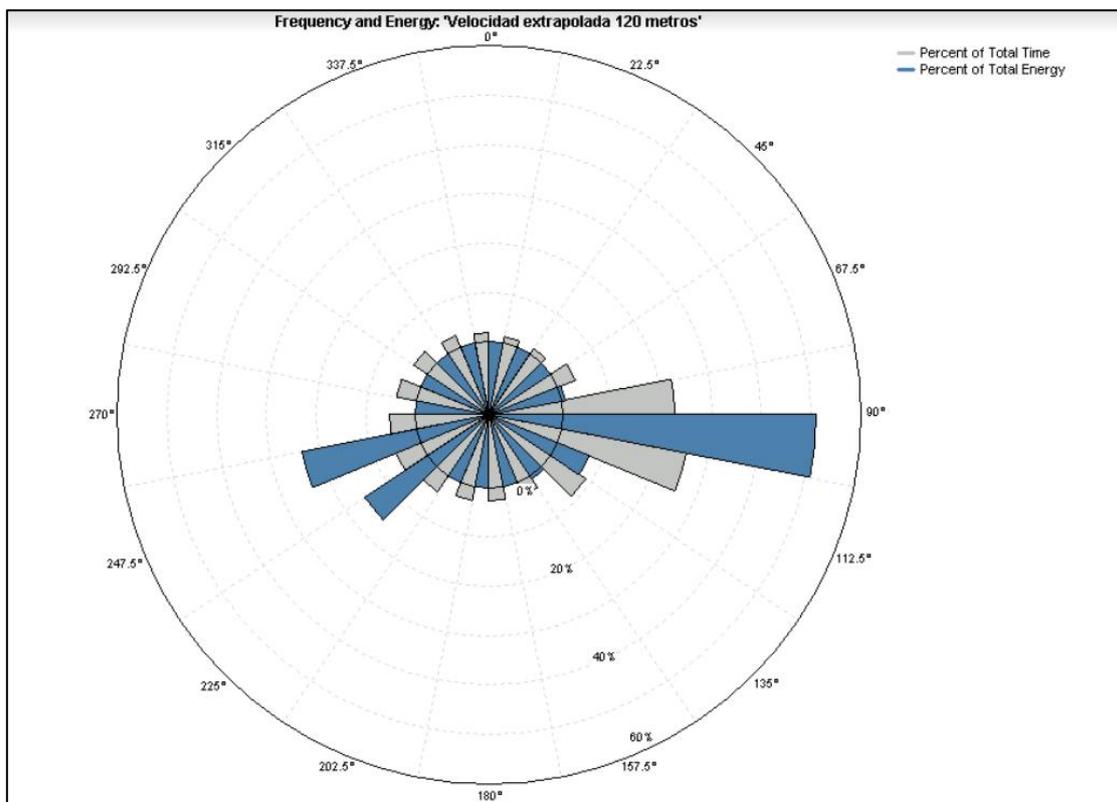
ANEXO 11. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



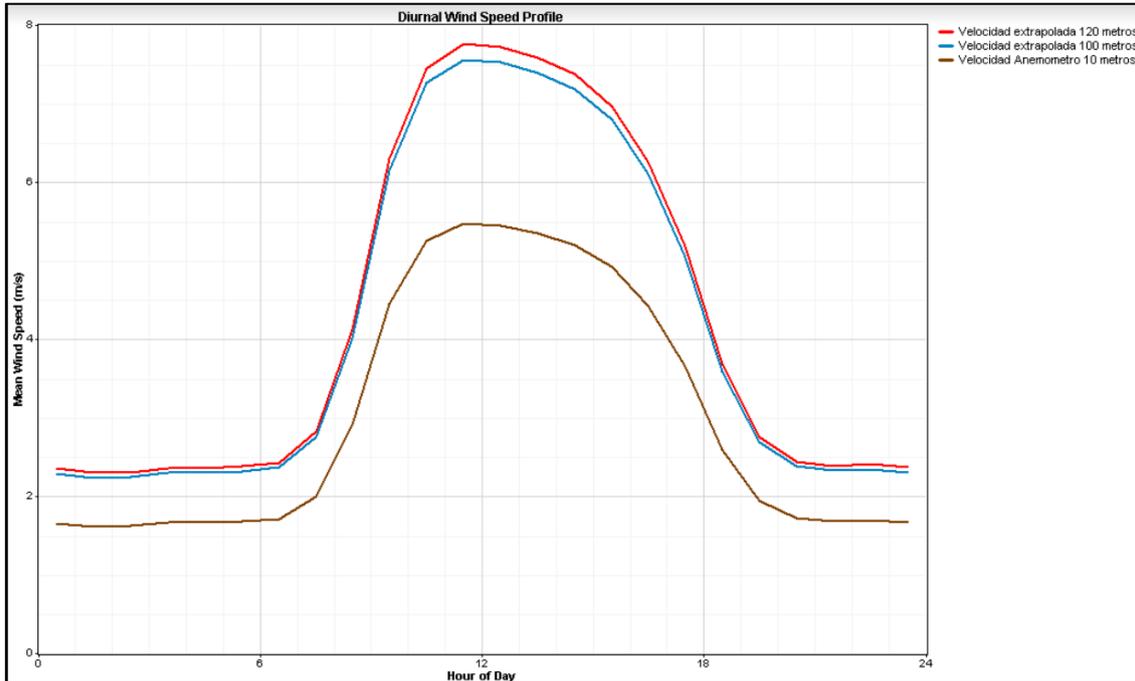
ANEXO 12. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



ANEXO 13. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



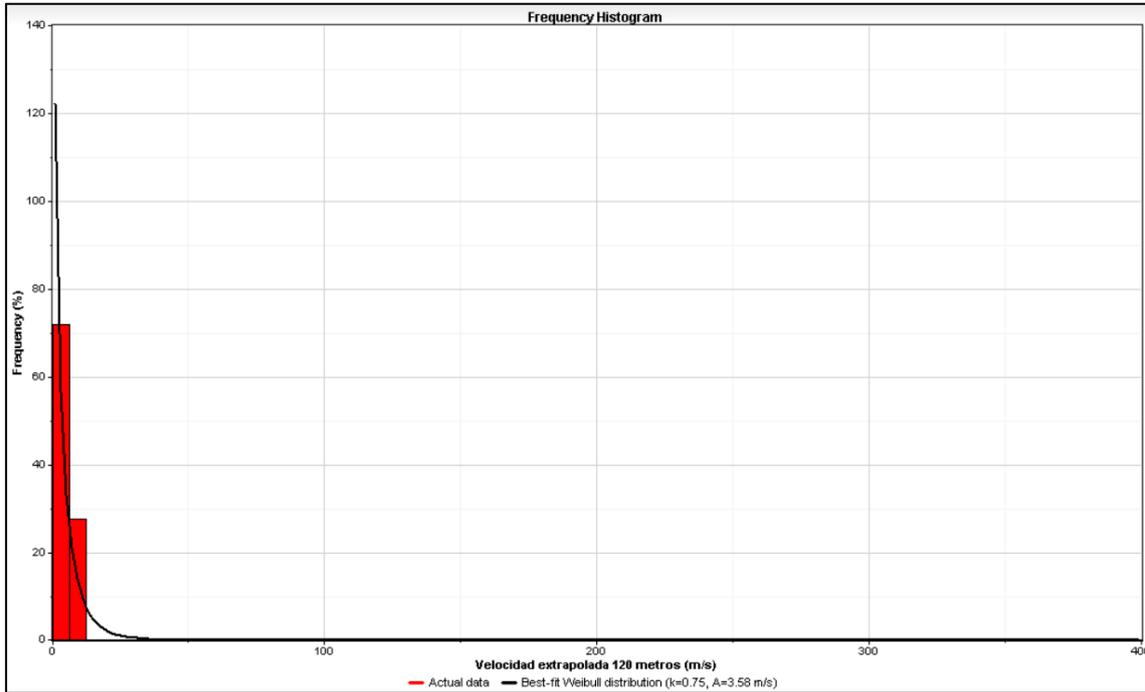
ANEXO 14. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN TOQUILLA



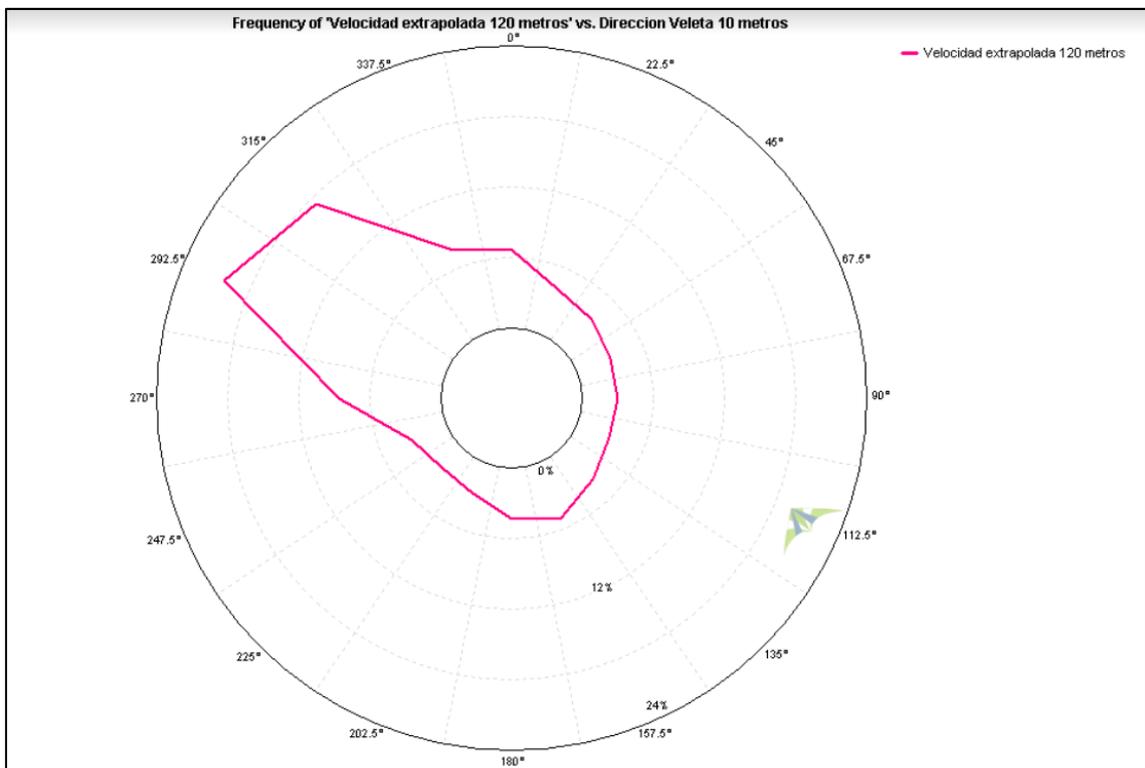
ANEXO 15. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN TOQUILLA



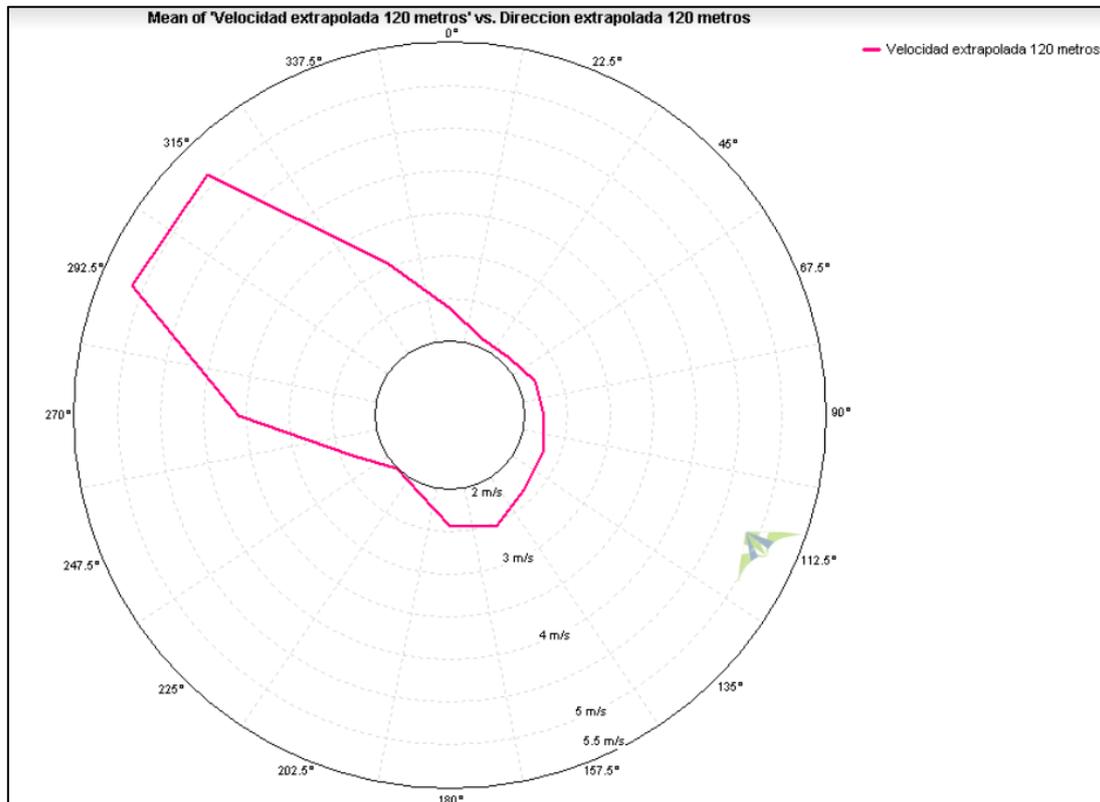
ANEXO 16. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN TOQUILLA



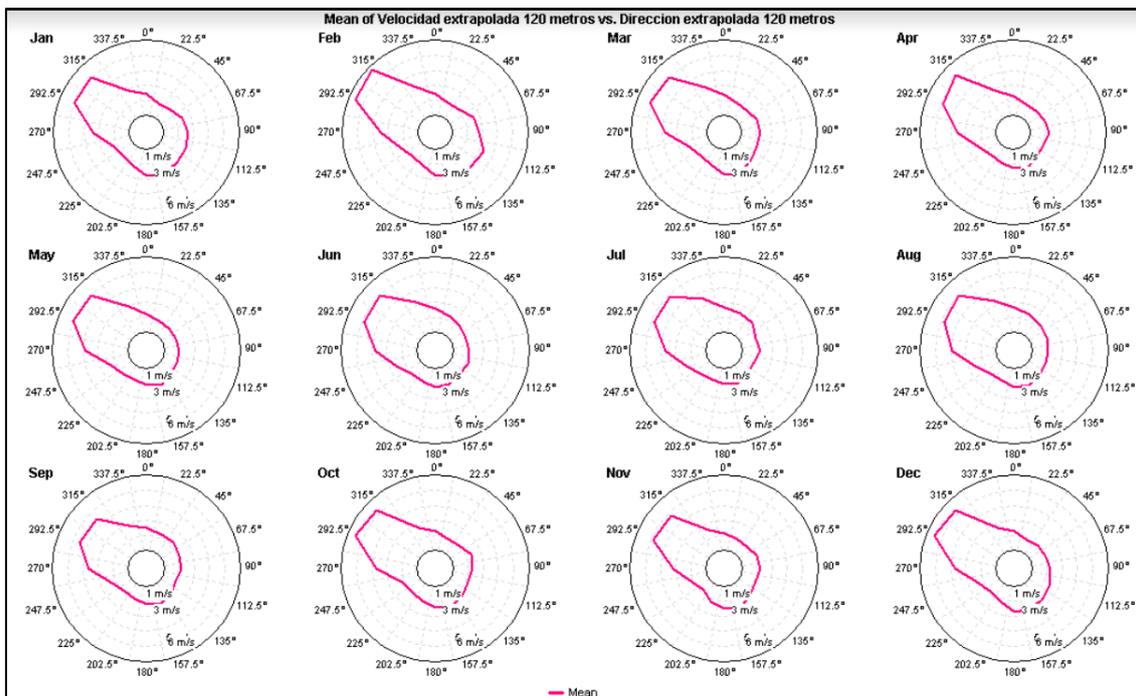
ANEXO 17. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



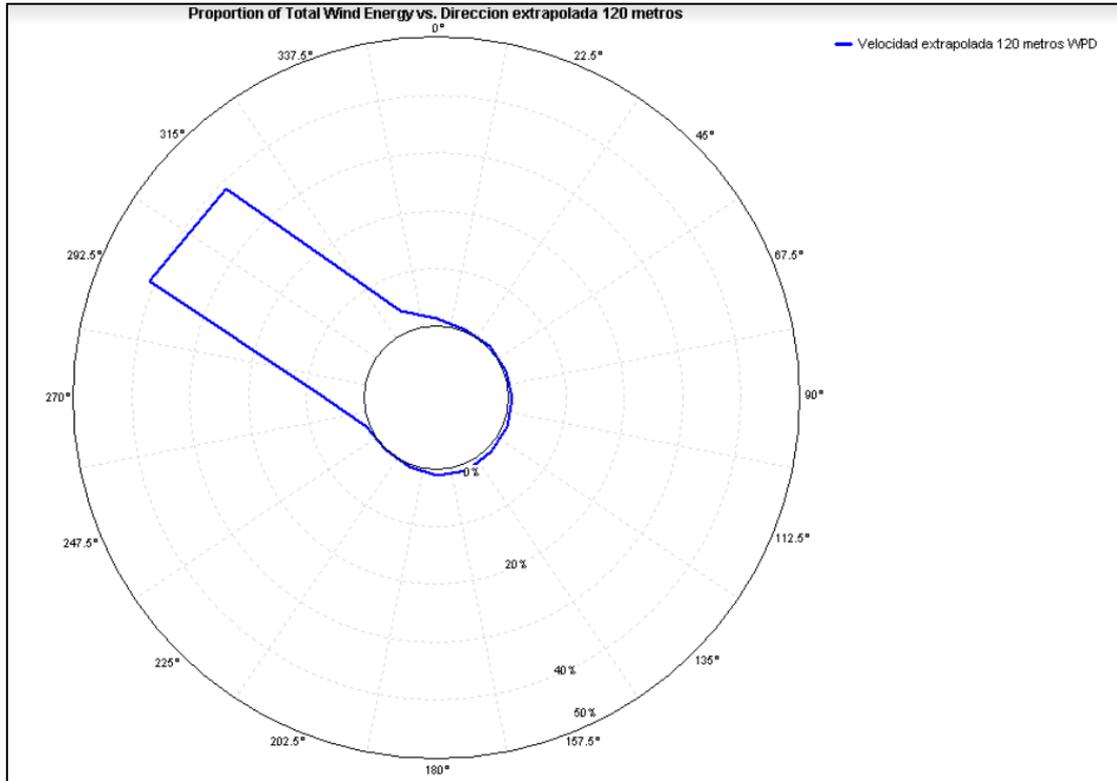
ANEXO 18. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



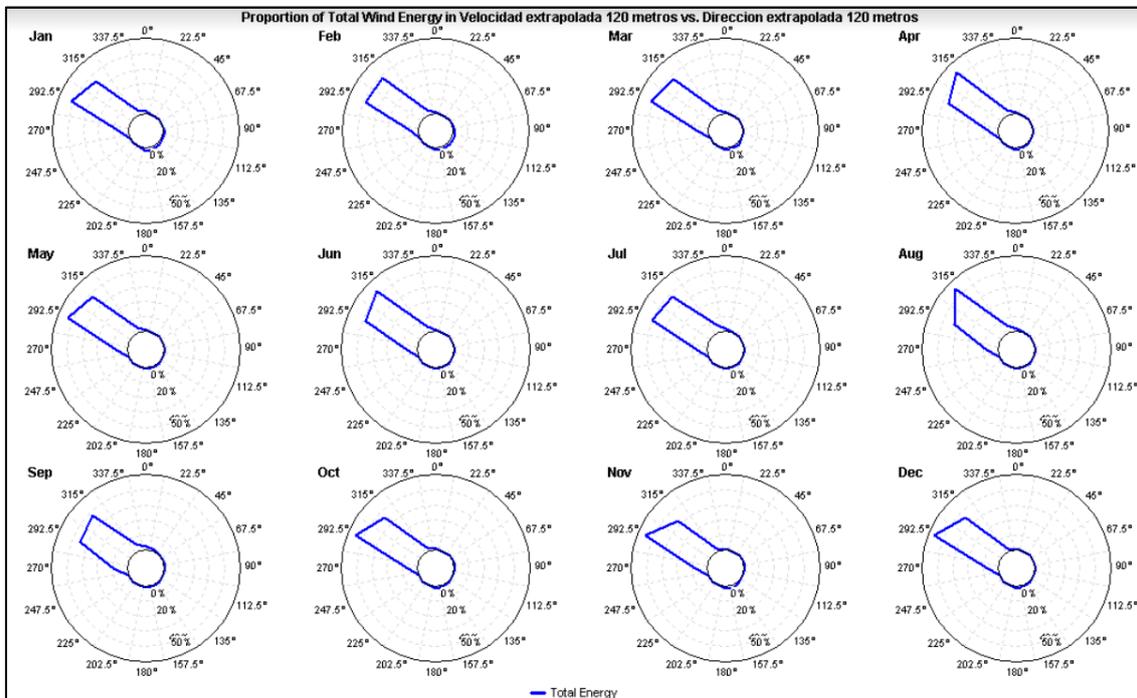
ANEXO 19. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



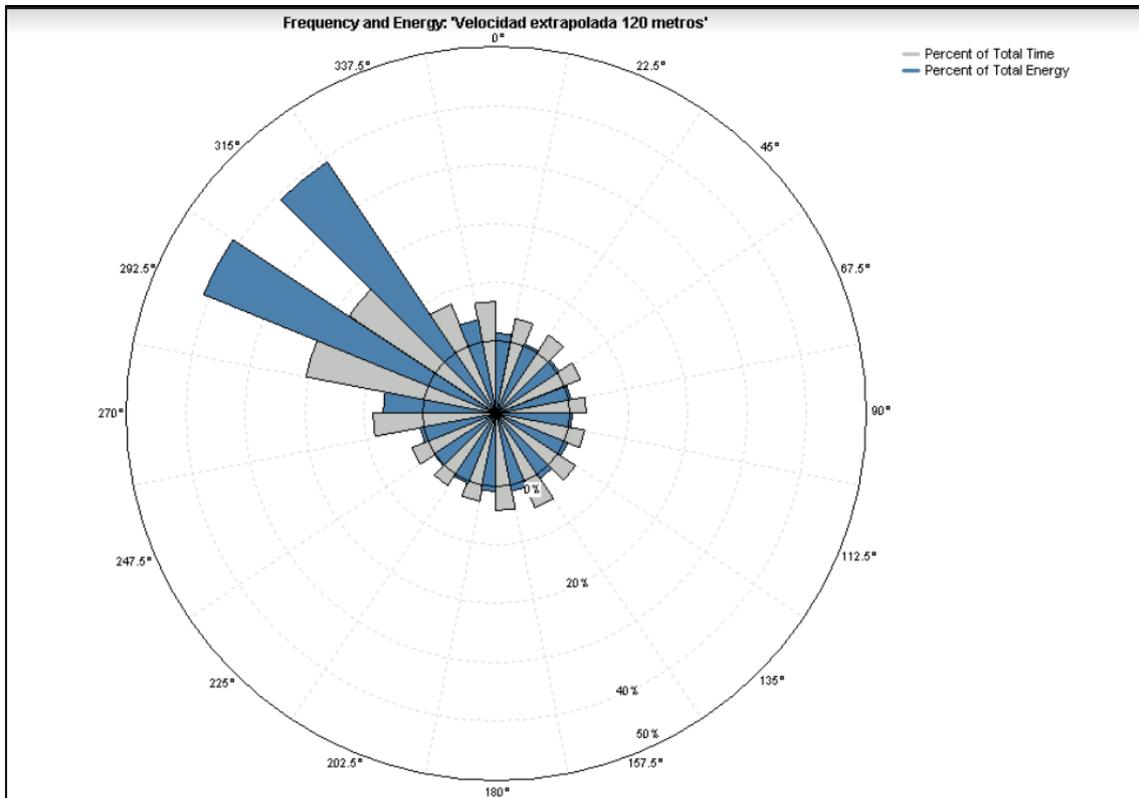
ANEXO 20. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



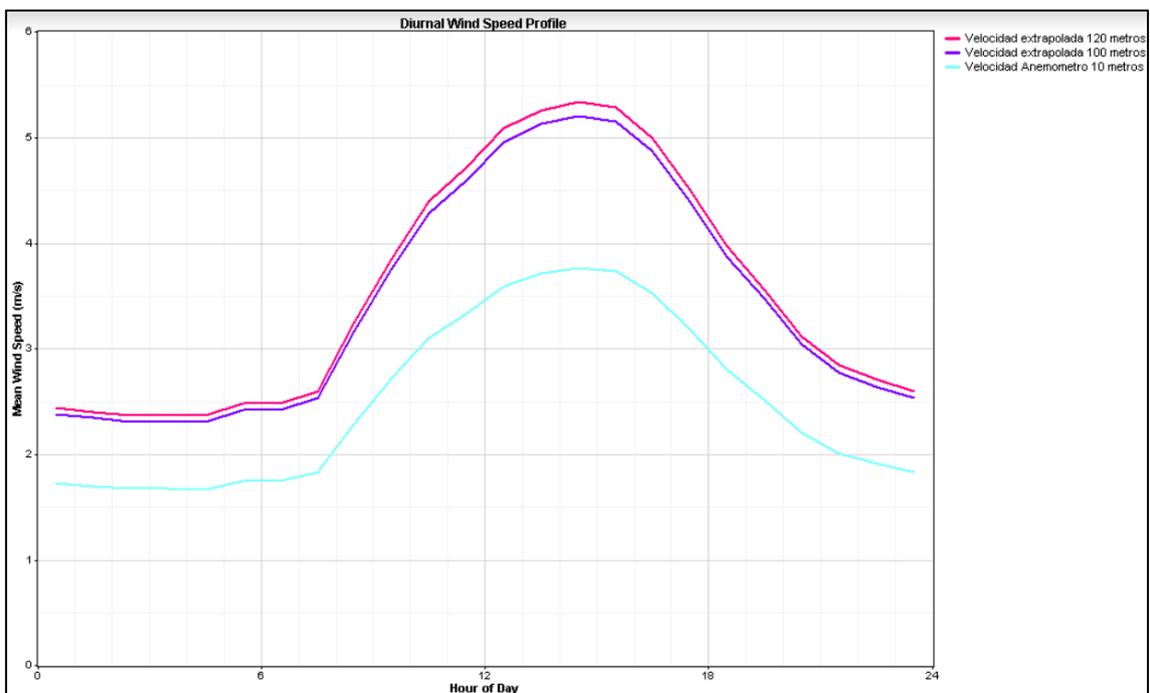
ANEXO 21. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



ANEXO 22. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



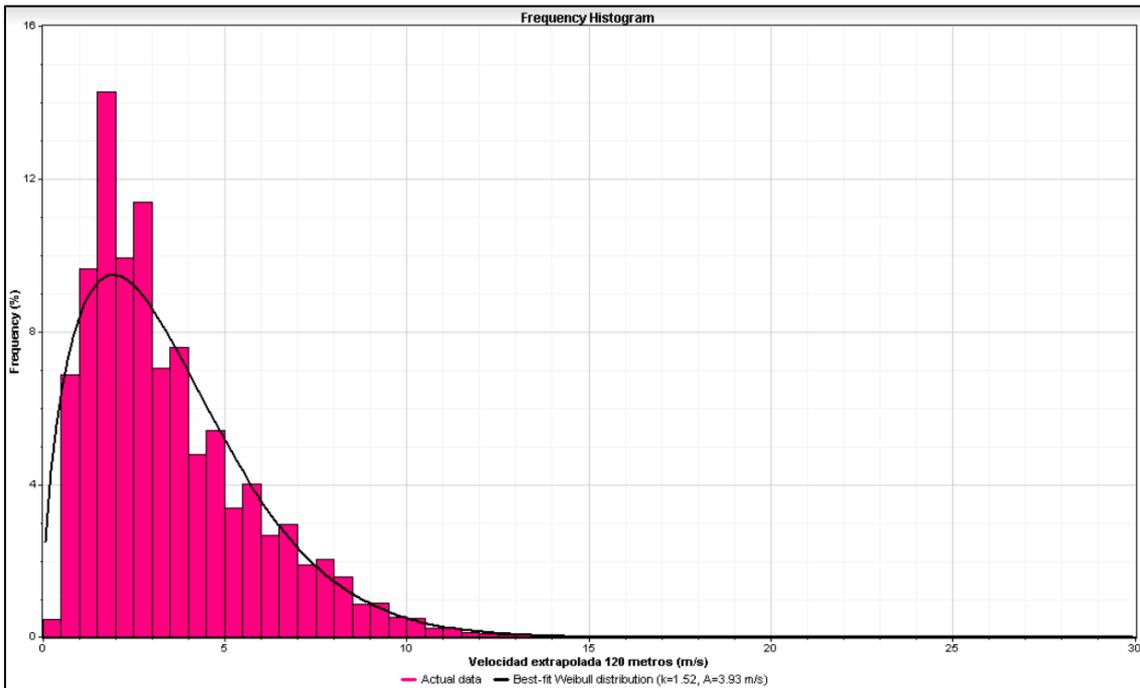
ANEXO 23. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



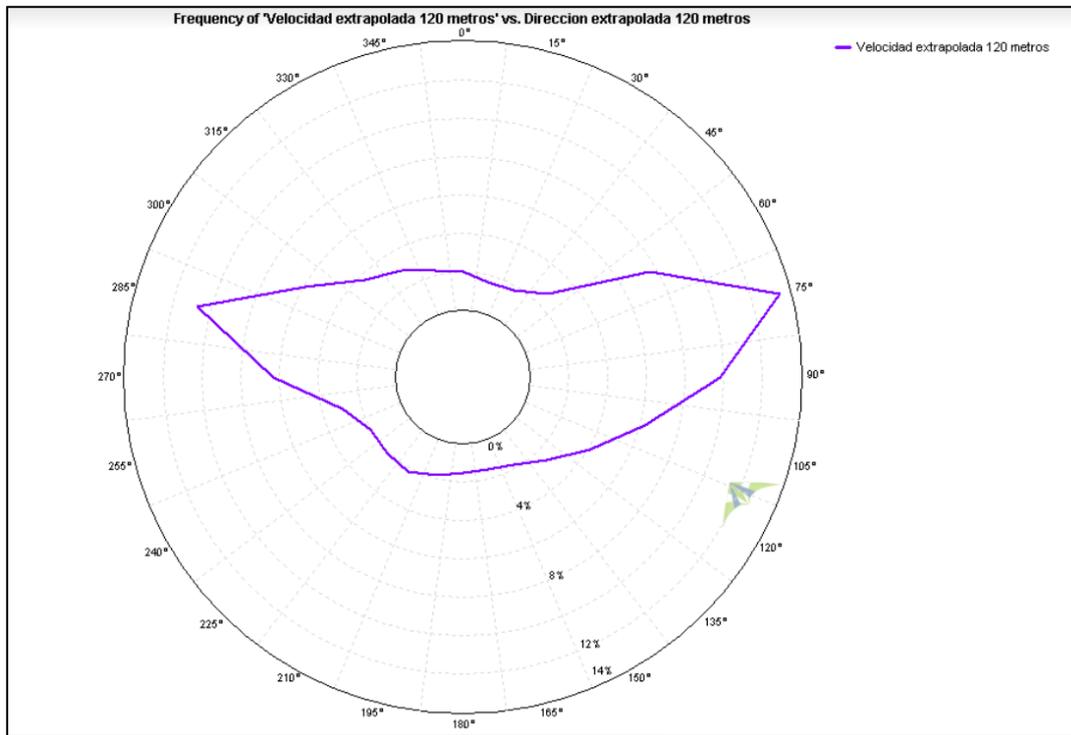
ANEXO 24. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



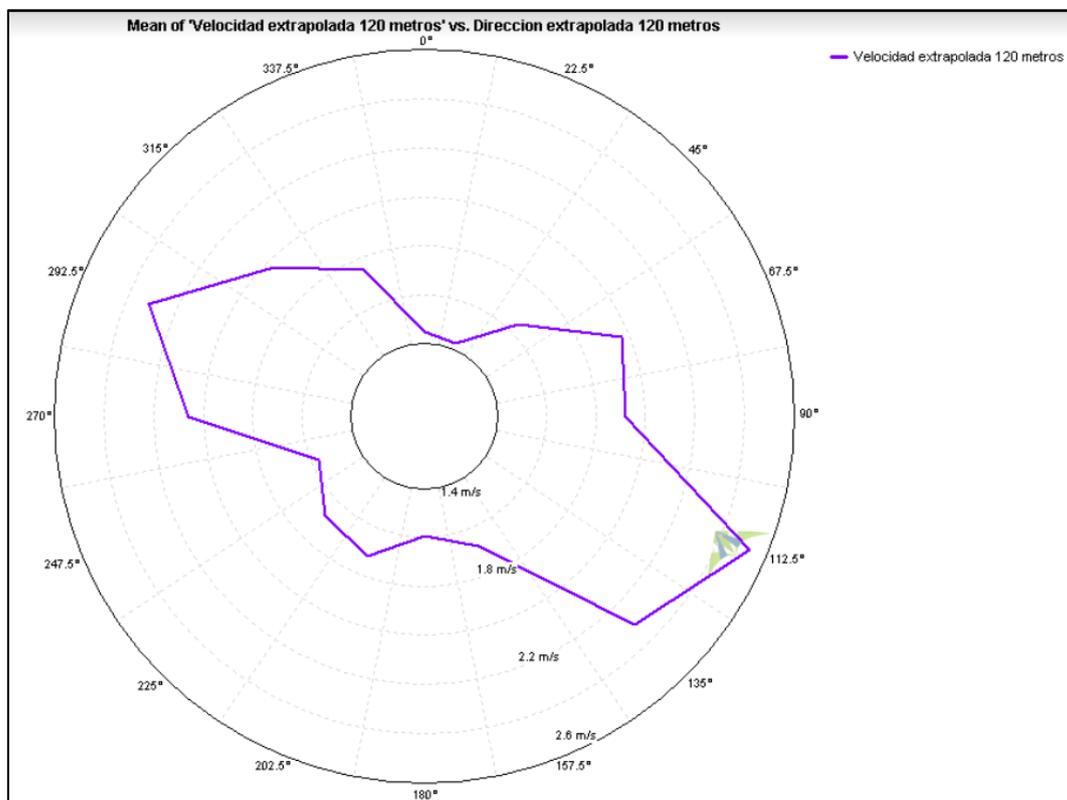
ANEXO 25. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN SANTA CRUZ DE SIECHA



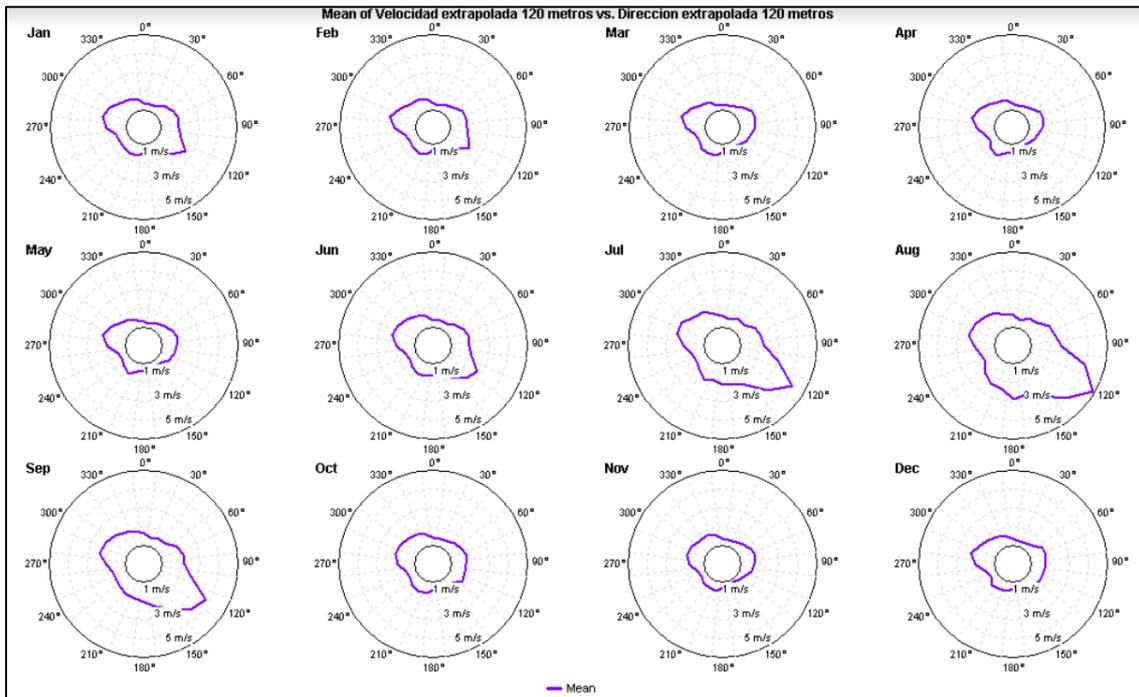
ANEXO 26. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



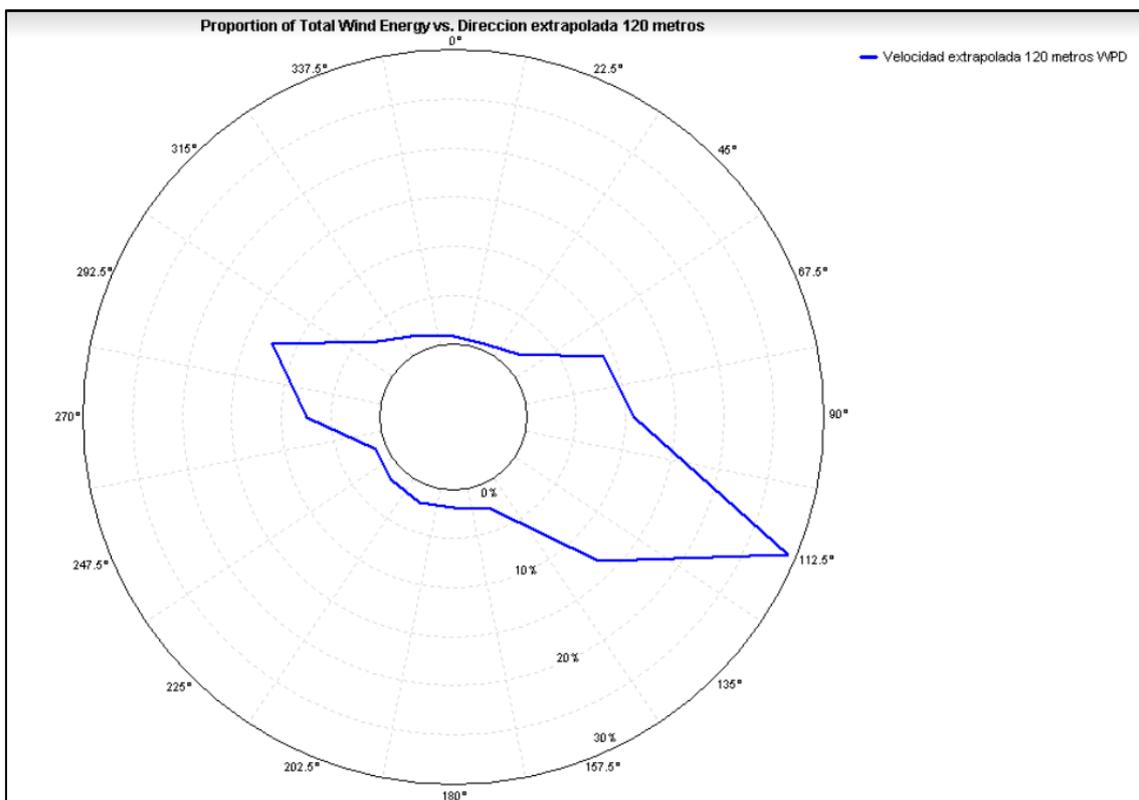
ANEXO 27. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



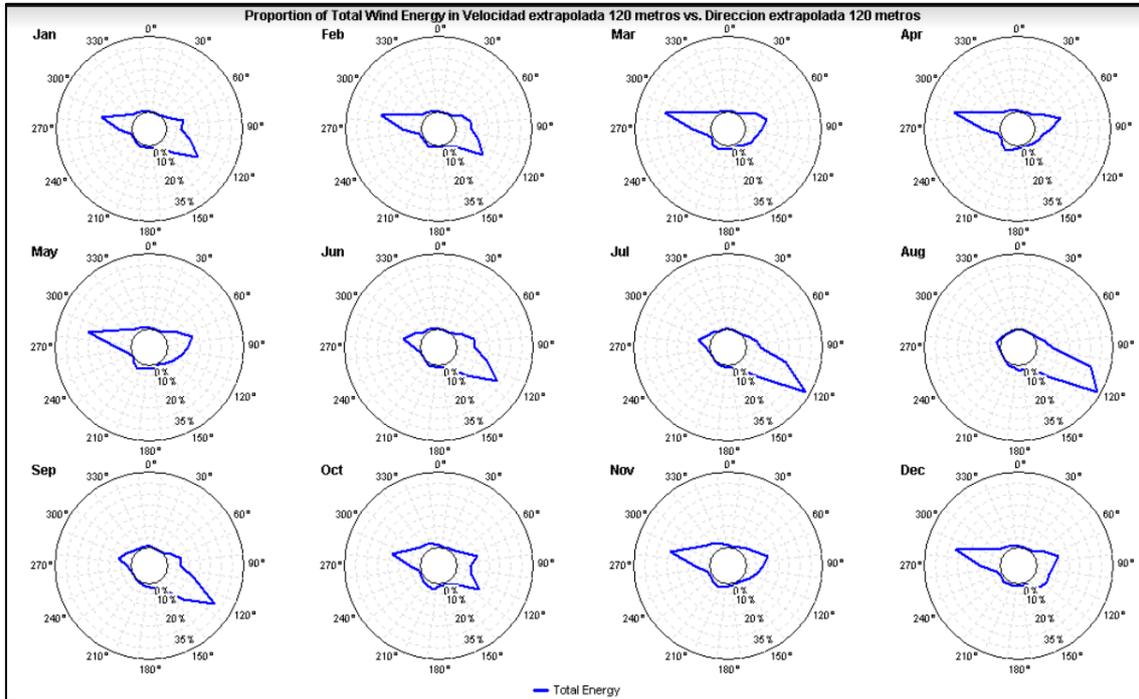
ANEXO 28. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



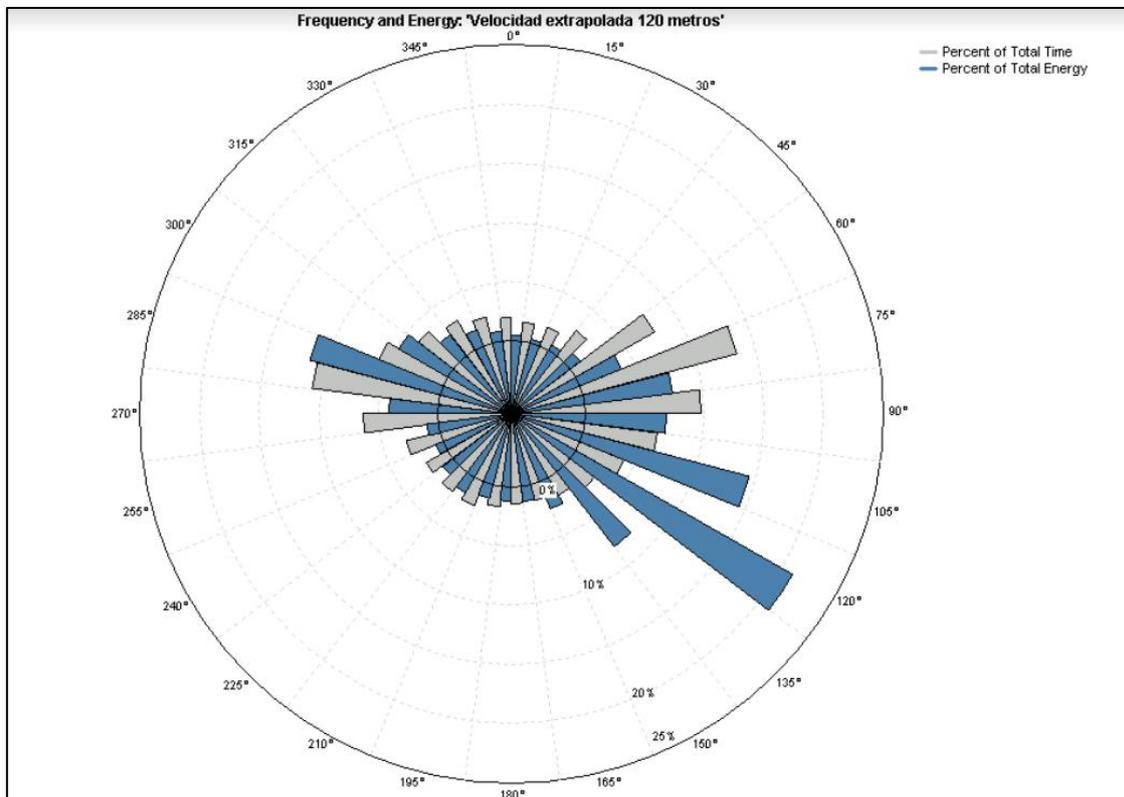
ANEXO 29. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



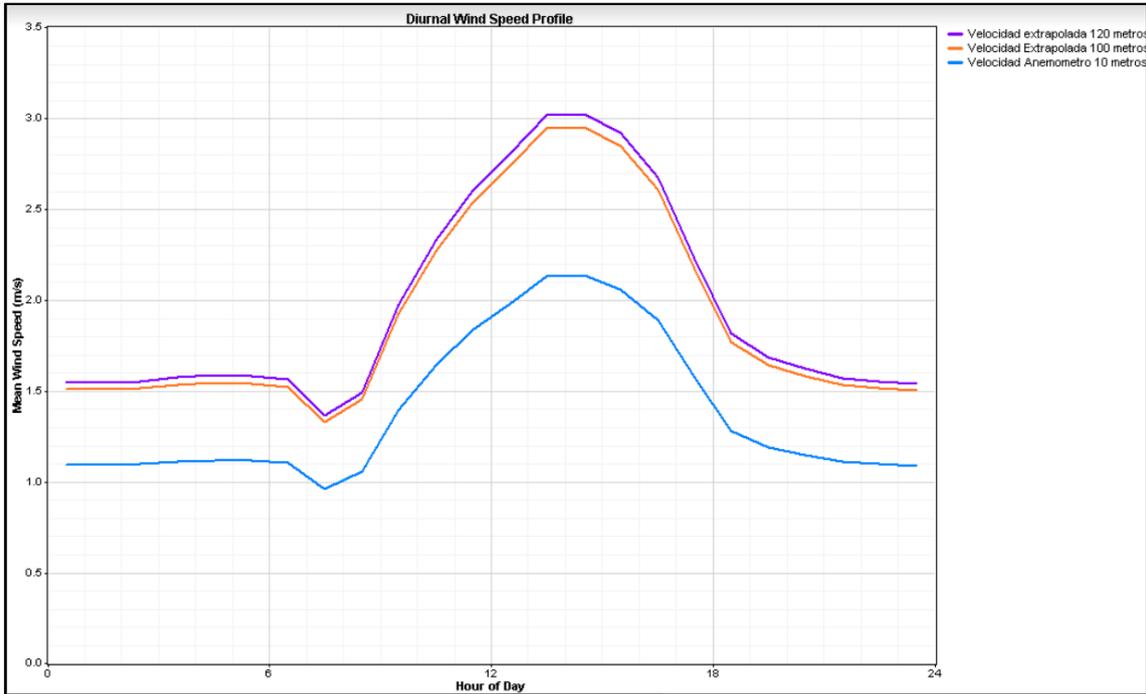
ANEXO 30. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



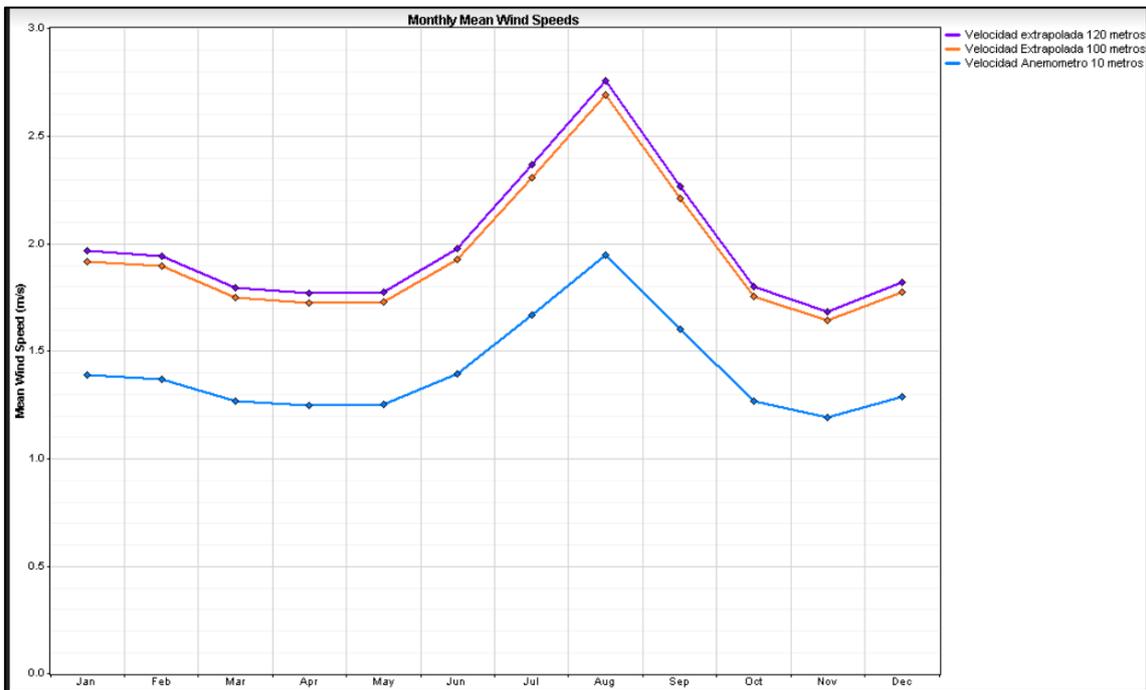
ANEXO 31. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



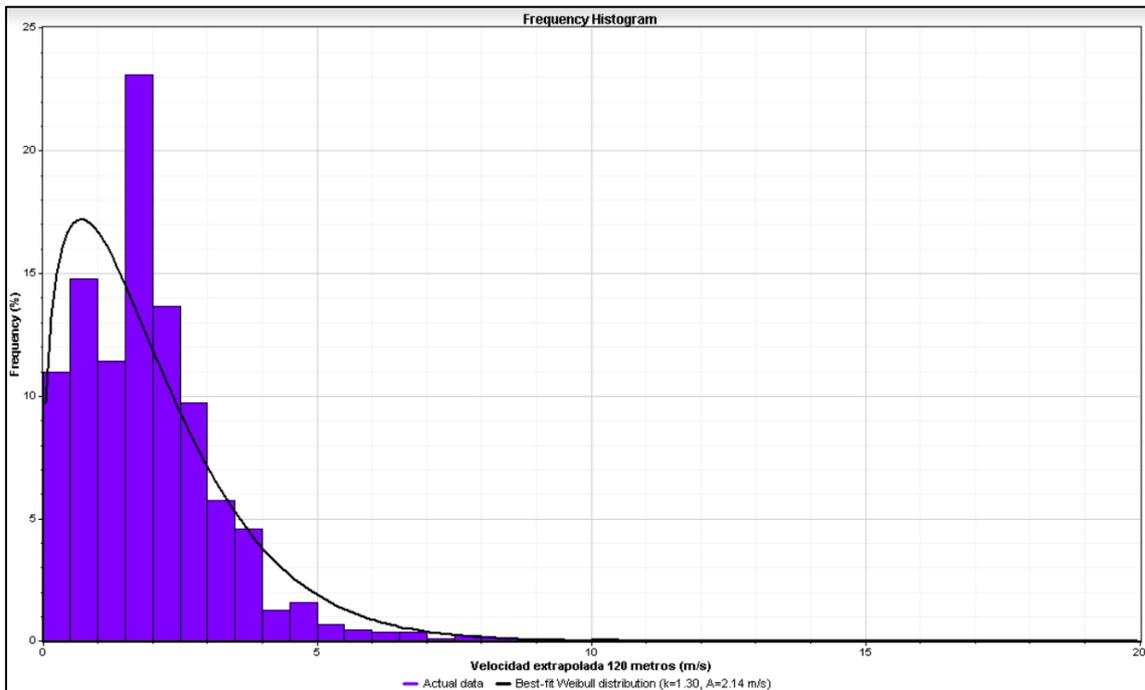
ANEXO 32. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN EL TABLAZO



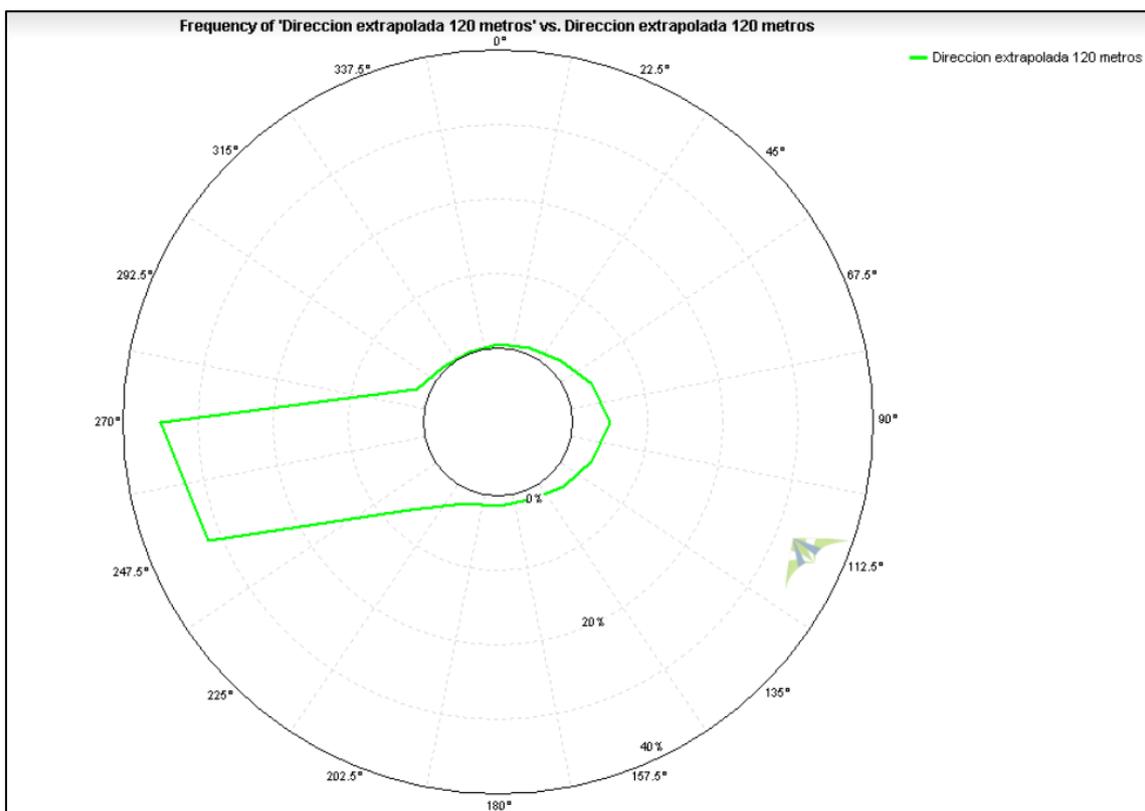
ANEXO 33. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN EL TABLAZO



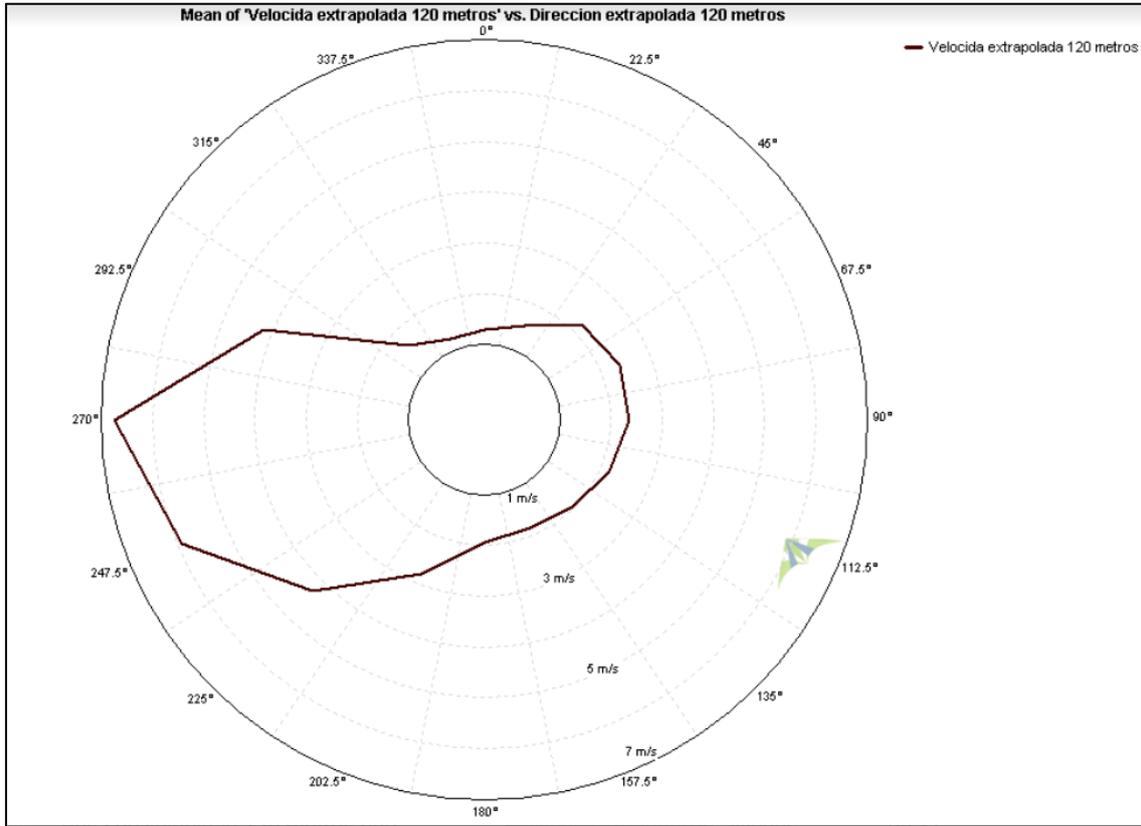
ANEXO 34. DISRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN EL TABLAZO



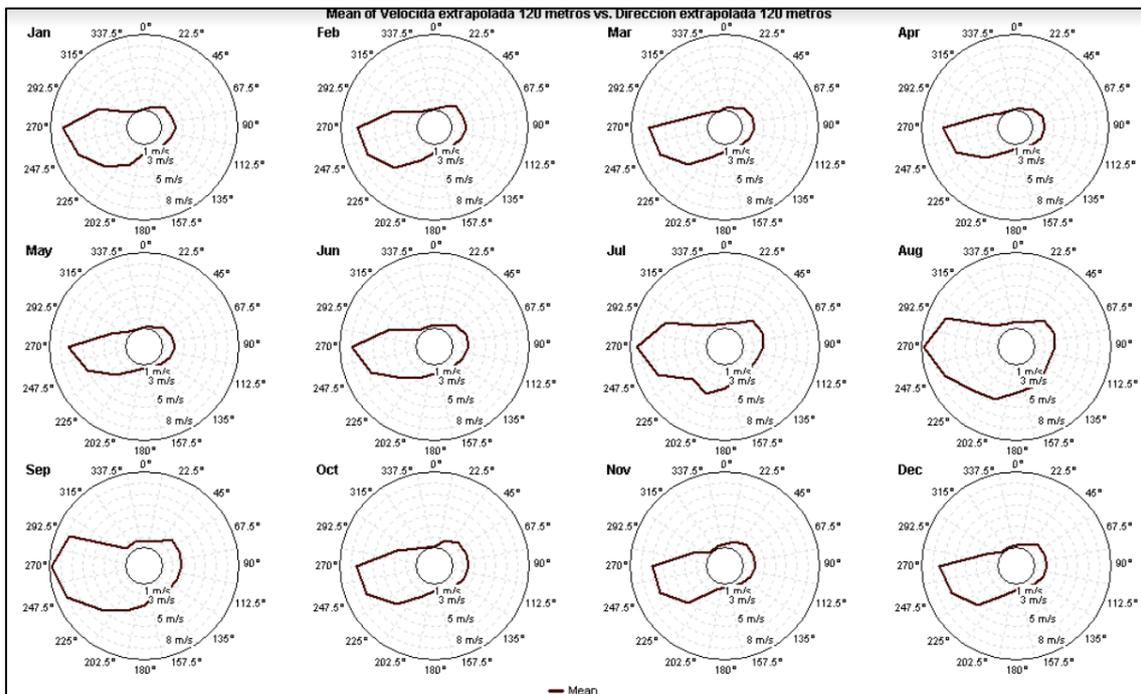
ANEXO 35. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



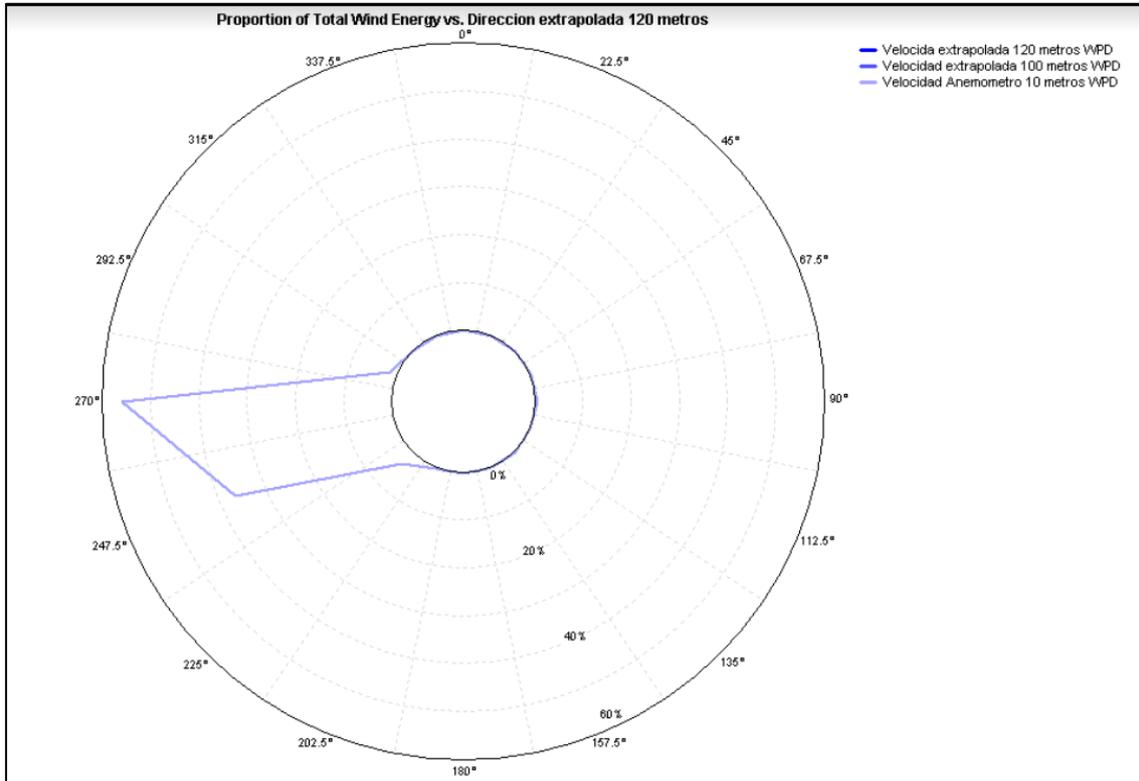
ANEXO 36. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



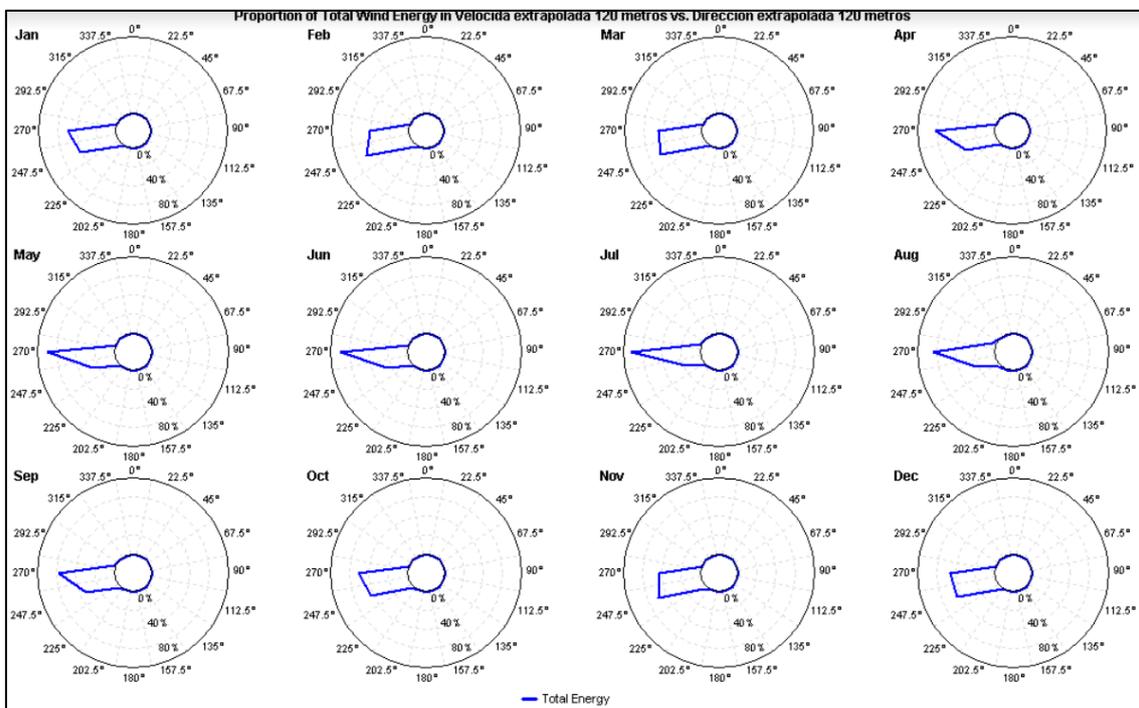
ANEXO 37. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



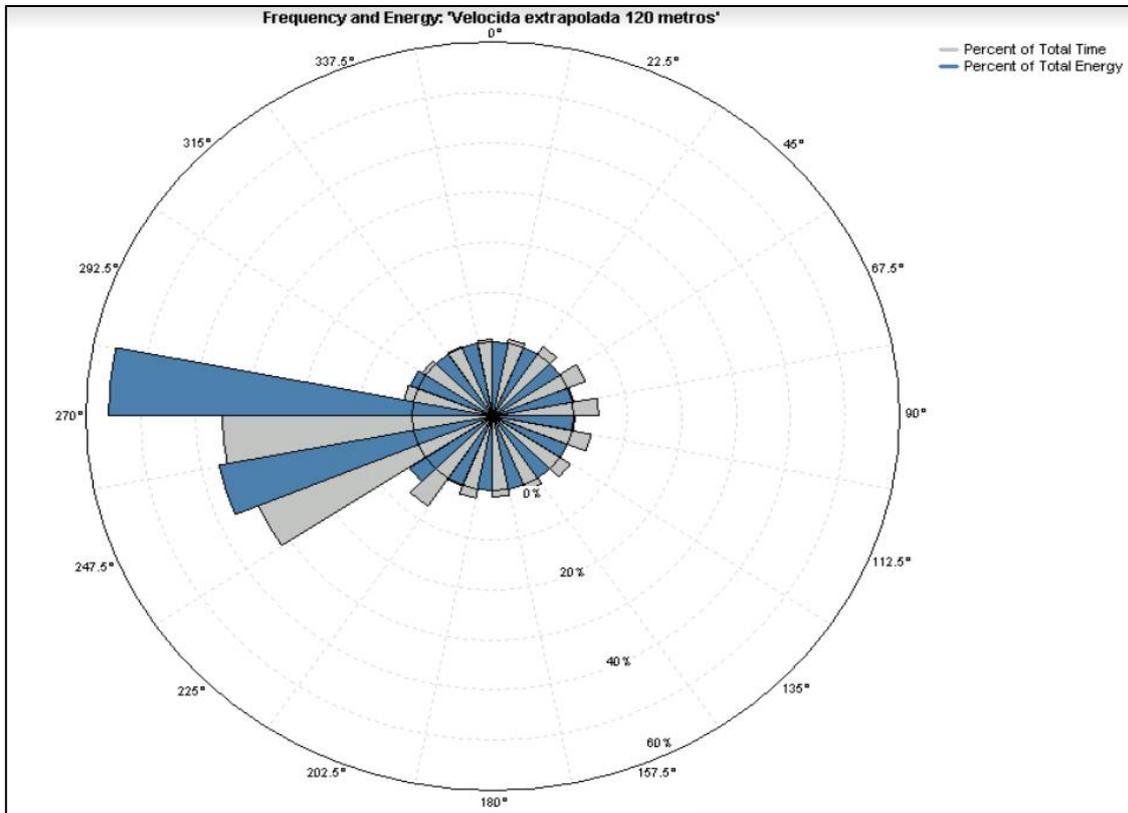
ANEXO 38. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



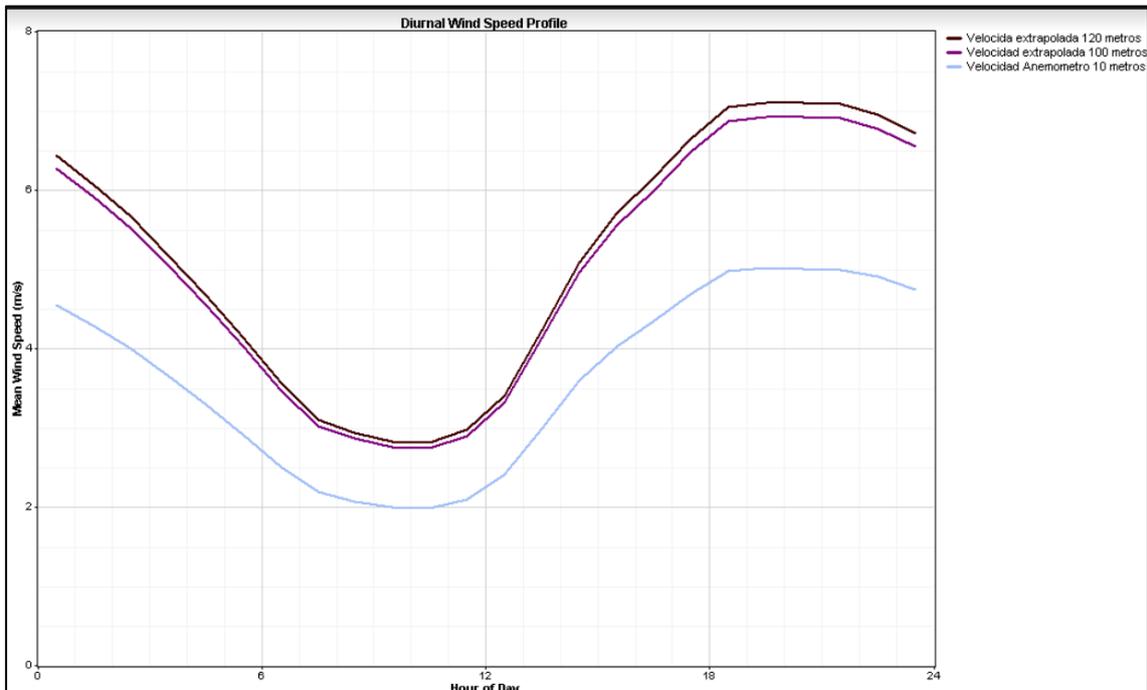
ANEXO 39. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



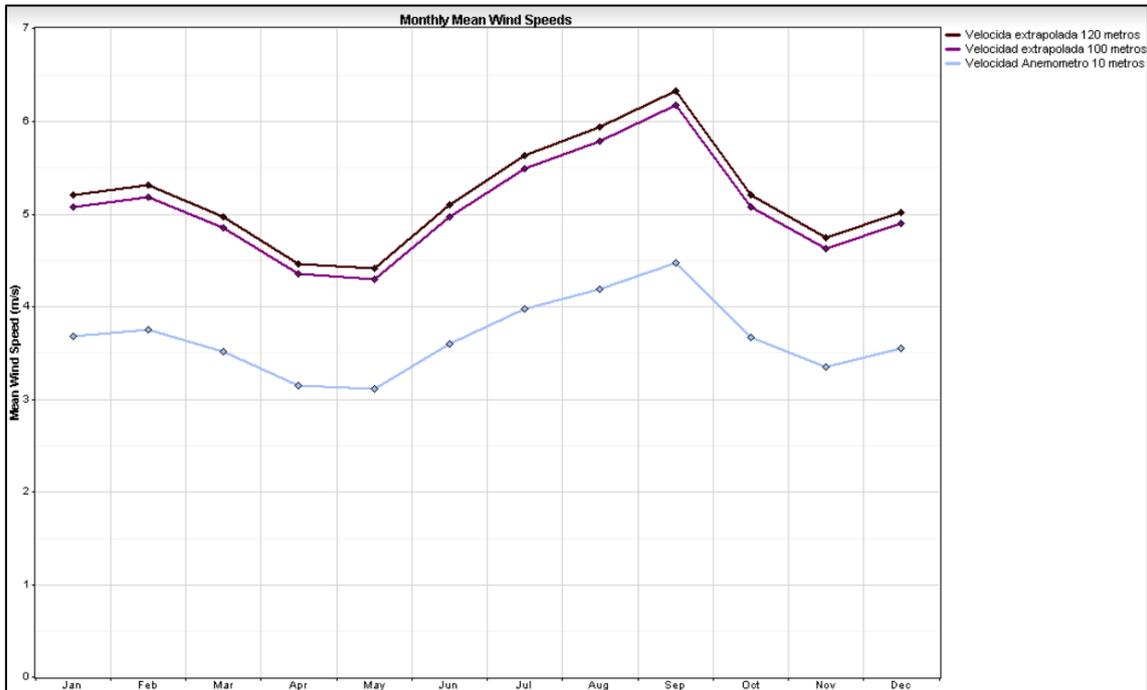
ANEXO 40. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



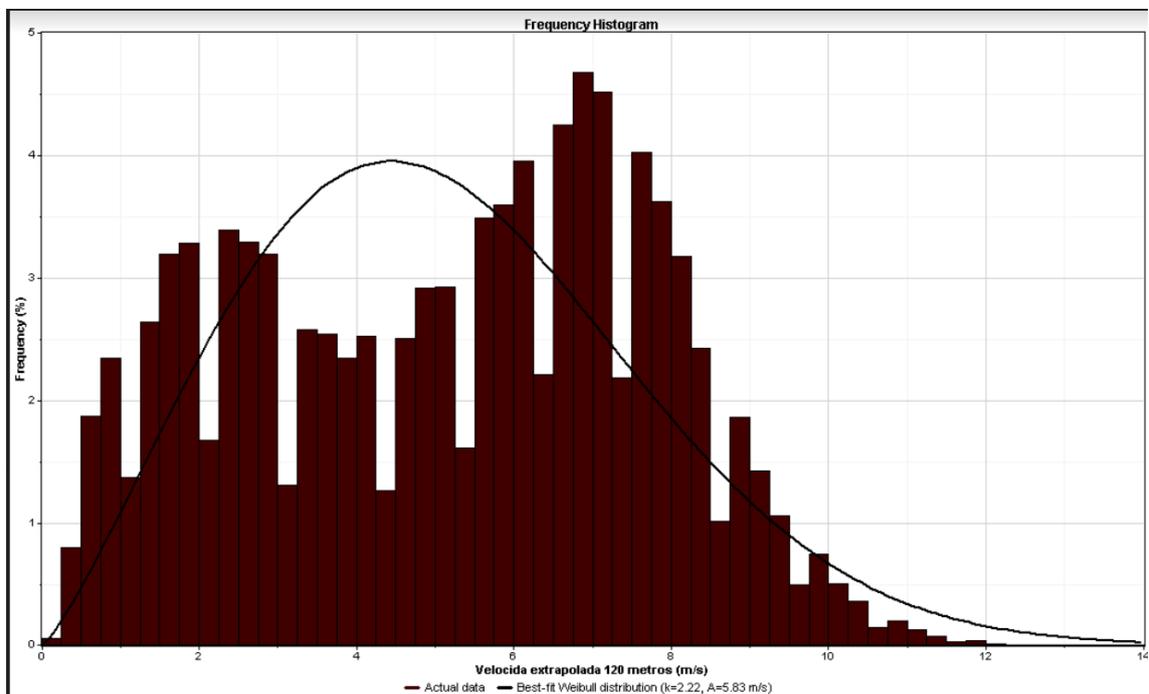
ANEXO 41. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VIENTO LIBRE



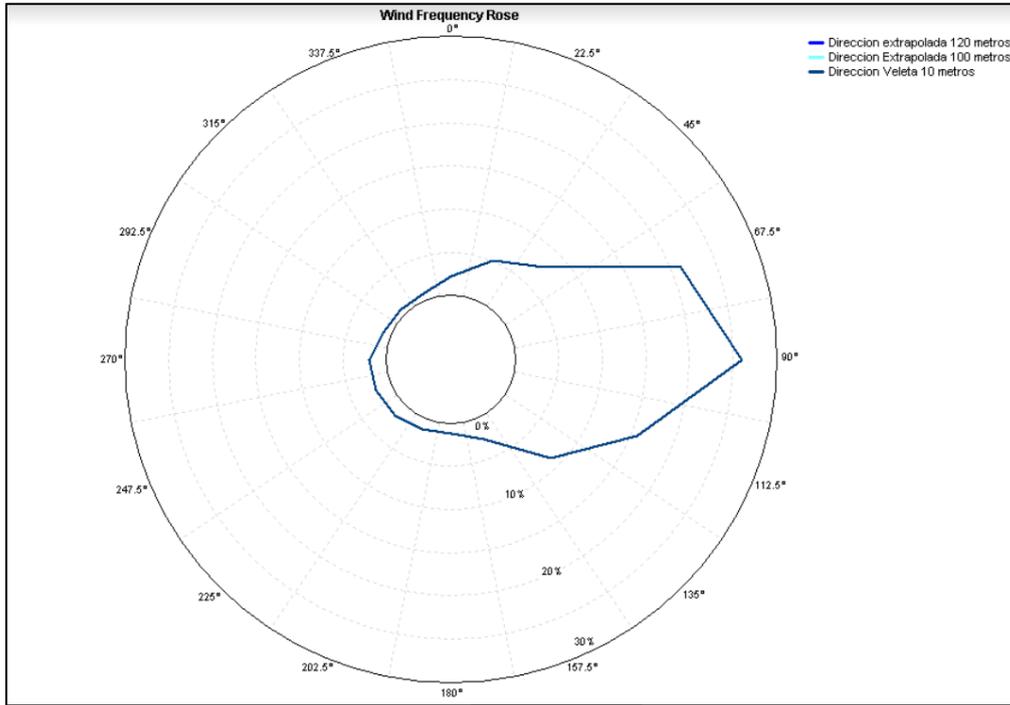
ANEXO 42. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VIENTO LIBRE



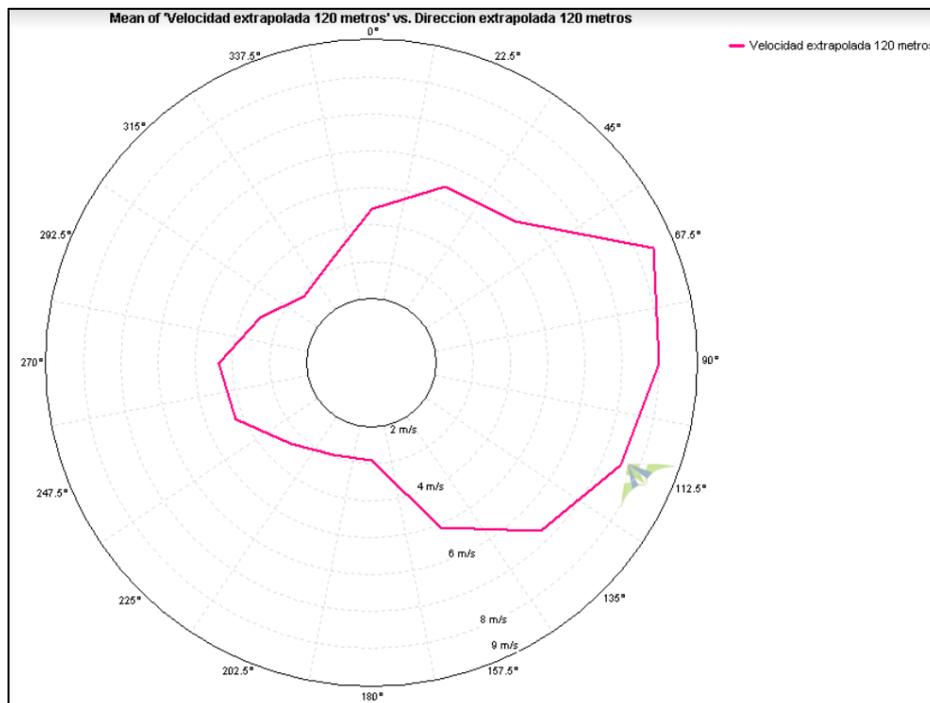
ANEXO 43. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN VIENTO LIBRE



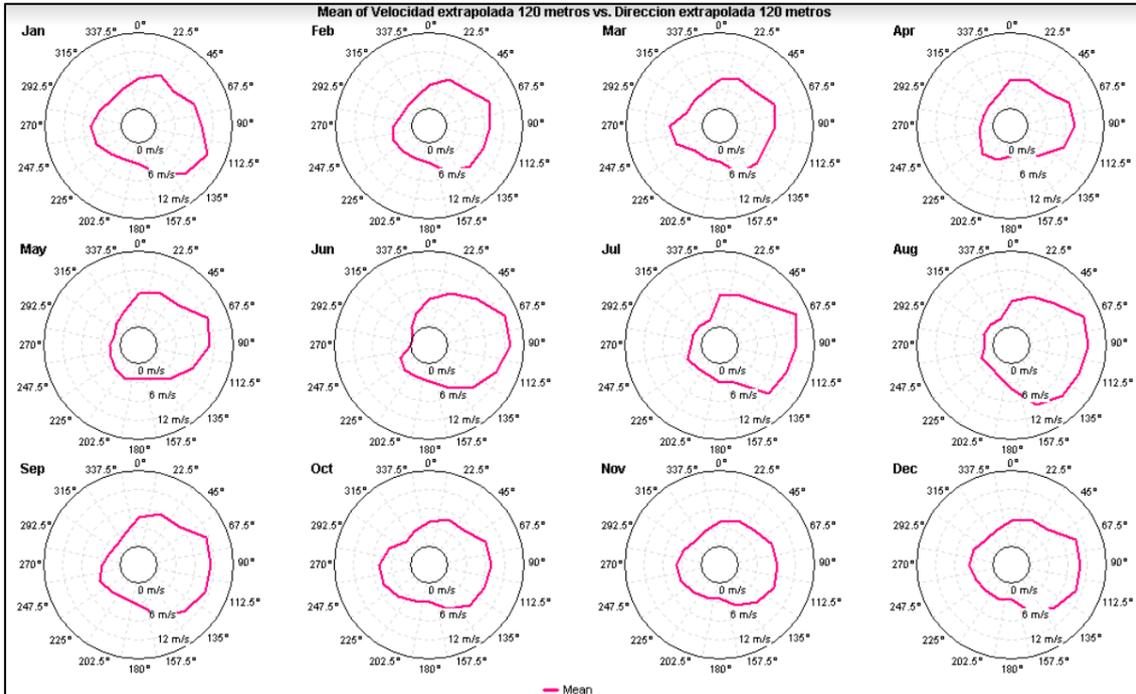
ANEXO 44. ROSA DE FRECUENCIA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



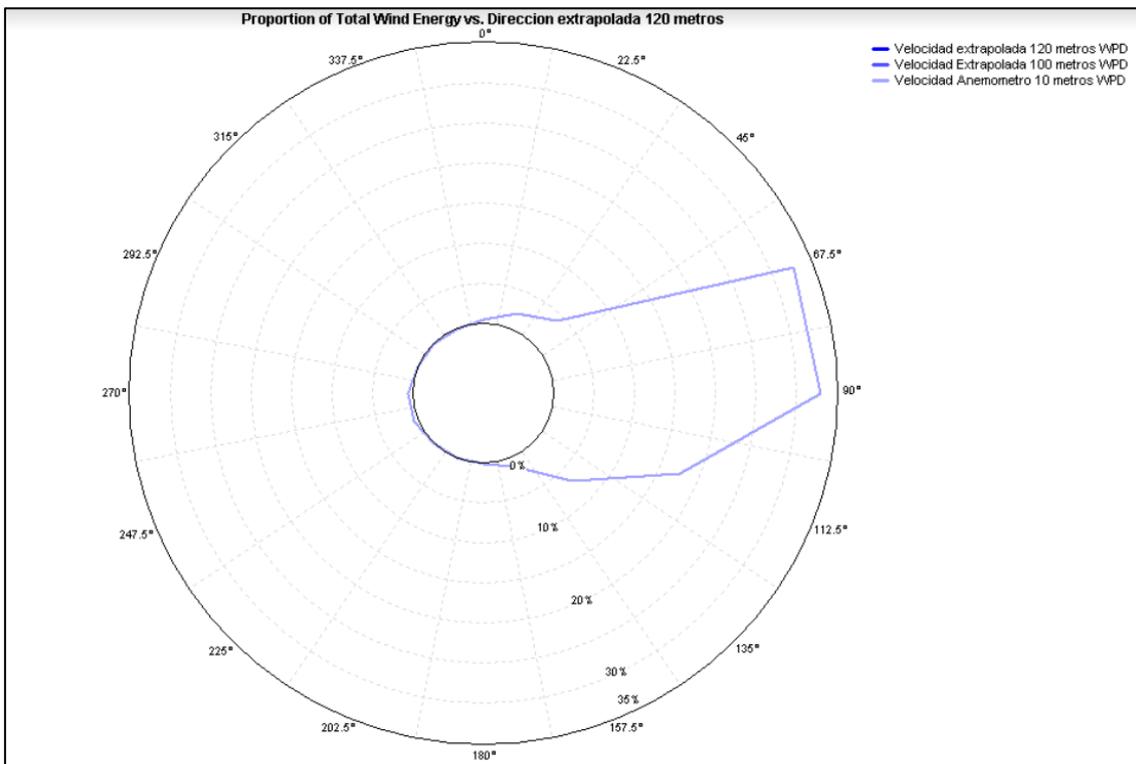
ANEXO 45. ROSA DE VELOCIDAD A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



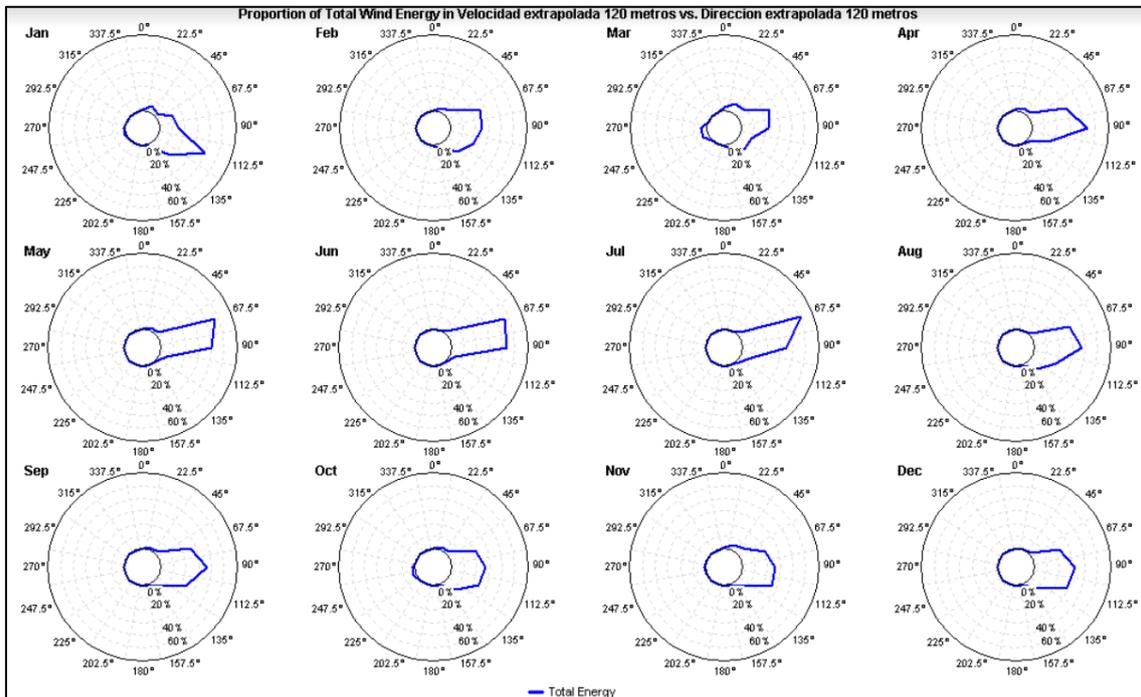
ANEXO 46. ROSA DE VELOCIDAD MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



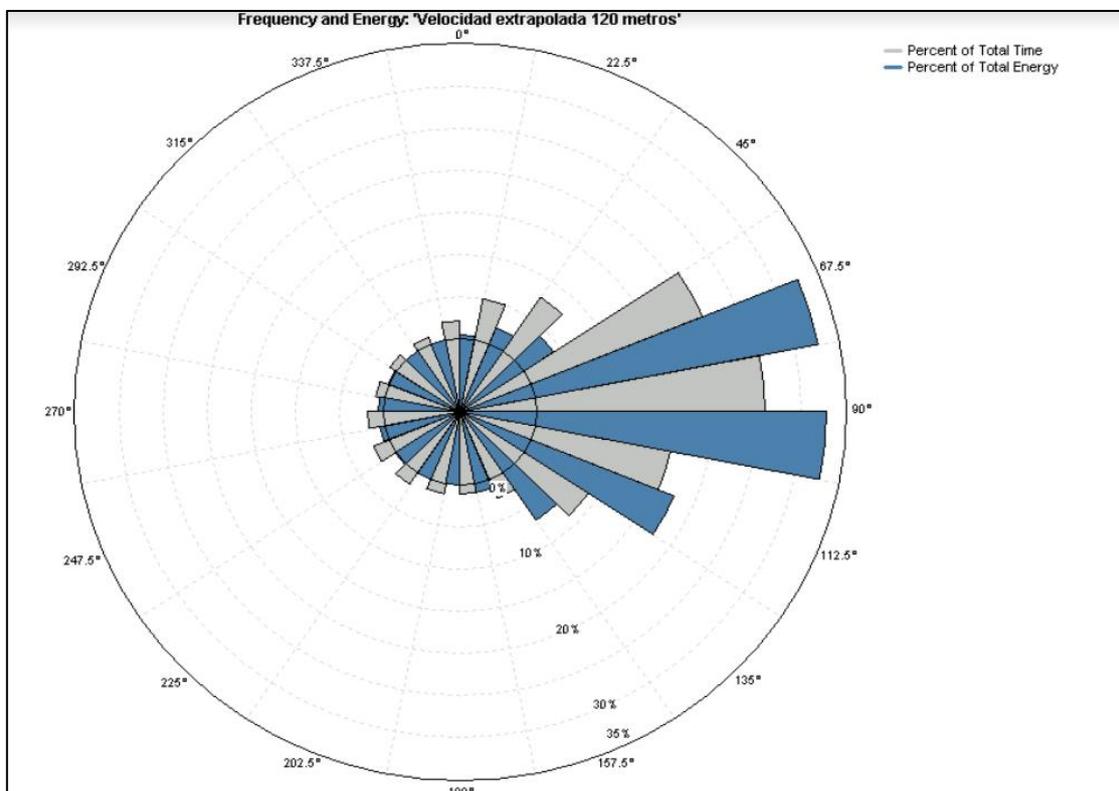
ANEXO 47. ROSA DE ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



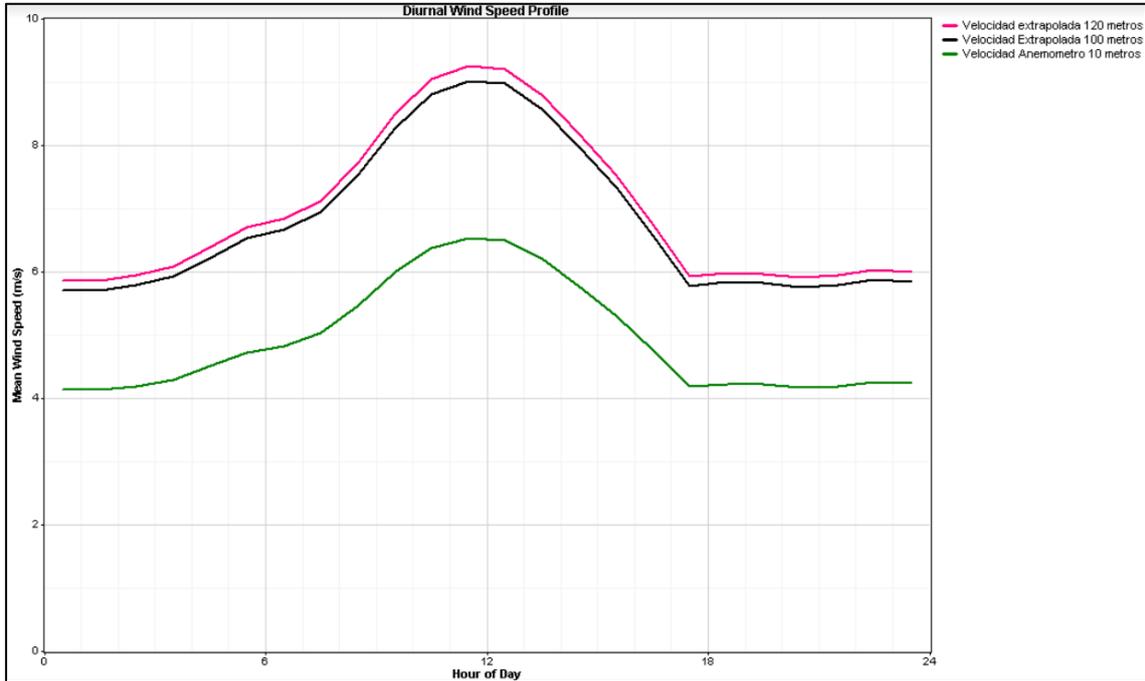
ANEXO 48. ROSA DE ENERGÍA MENSUAL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



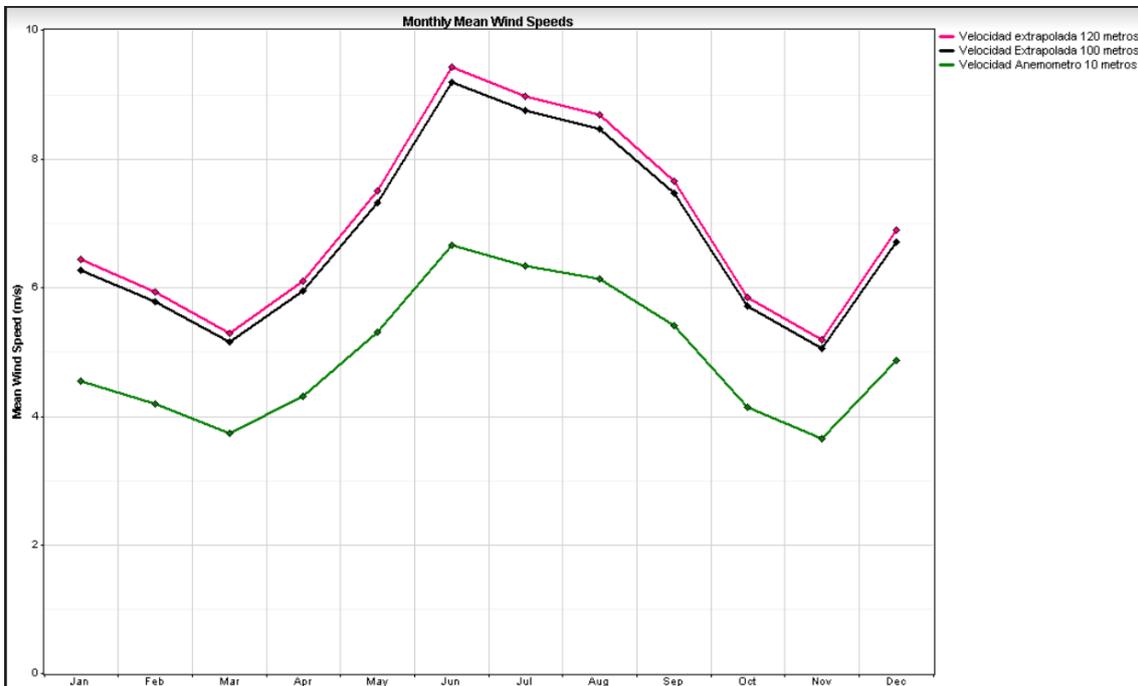
ANEXO 49. ROSA DE FRECUENCIA VS ENERGÍA A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



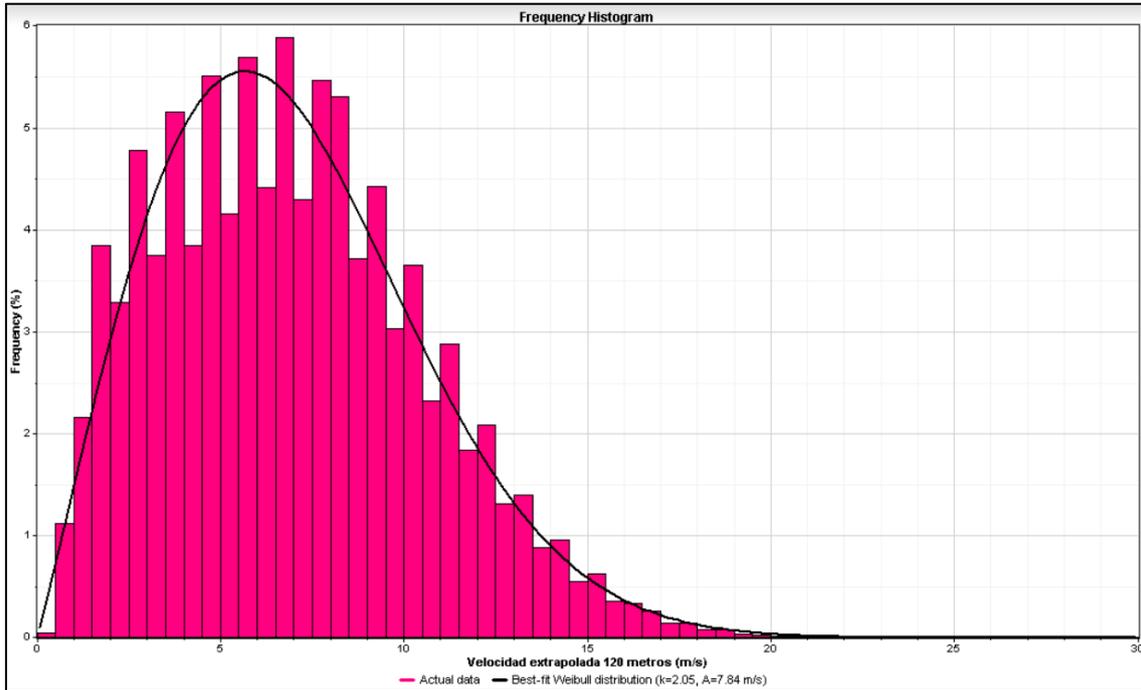
ANEXO 50. COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VILLA TERESA



ANEXO 51. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LA VELOCIDAD ESTACIÓN VILLA TERESA



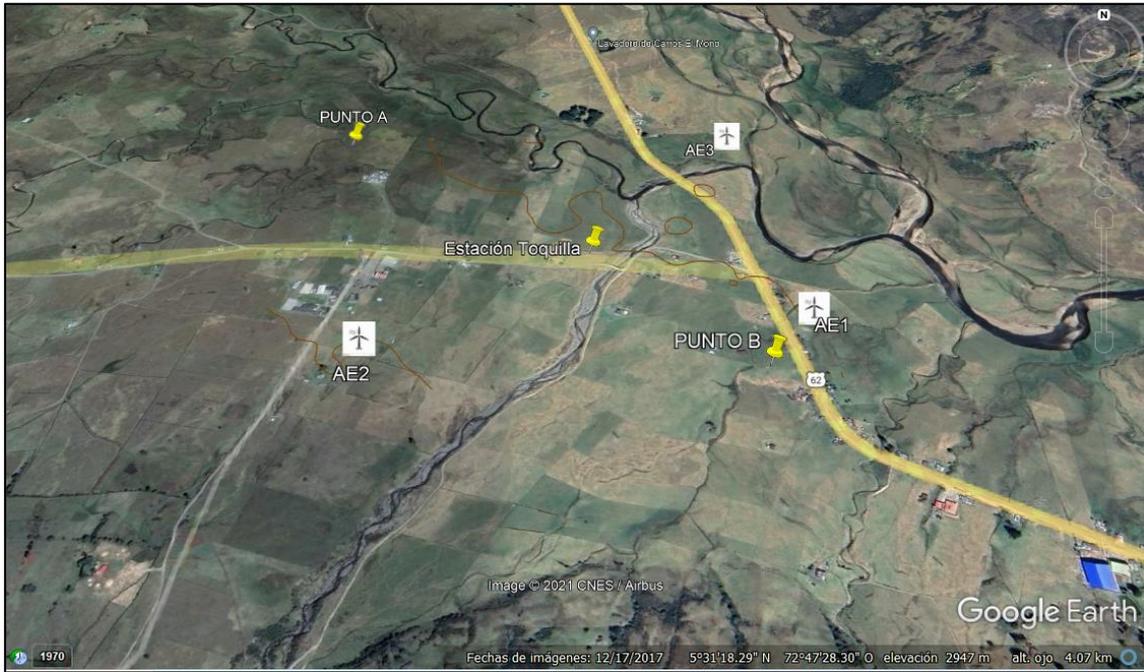
ANEXO 52. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL A 120 METROS ESTACIÓN VILLA TERESA



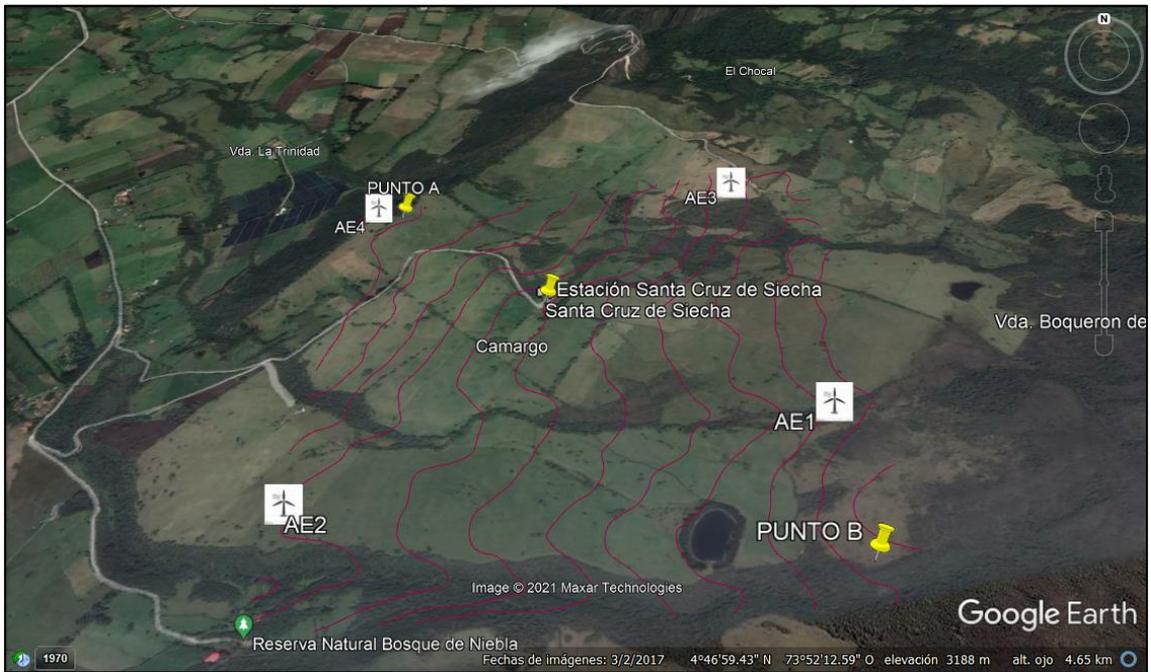
ANEXO 53. TABLA CONSOLIDADA DE COORDENADAS GEOGRAFICAS DE LAS ESTACIONES DE INTERES CON SUS PUNTOS POLIGONALES

Departamento	Municipio	Estación	Referencia	Punto E	Punto A	Punto B
Boyacá	Aquitania	Toquilla	Latitud	5.5236	5.5265	5.5211
			Longitud	-72.7909	-72.7951	-72.7884
Cundinamarca	Guasca	Santa Cruz de Siecha	Latitud	4.7842	4.7877	4.7778
			Longitud	-73.8708	-73.8741	-73.8658
Cauca	Popayán	El Tablazo	Latitud	2.4748	2.4788	2.4567
			Longitud	-76.5812	-76.5873	-76.5643
Nariño	Taminango	Viento Libre	Latitud	1.6200	1.6327	1.6040
			Longitud	-77.3400	-77.1640	-77.3156
Bogotá	Soacha	Villa Teresa	Latitud	4.3500	4.3831	4.3372
			Longitud	-74.1500	-74.1640	-74.1326

ANEXO 54. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE TOQUILLA



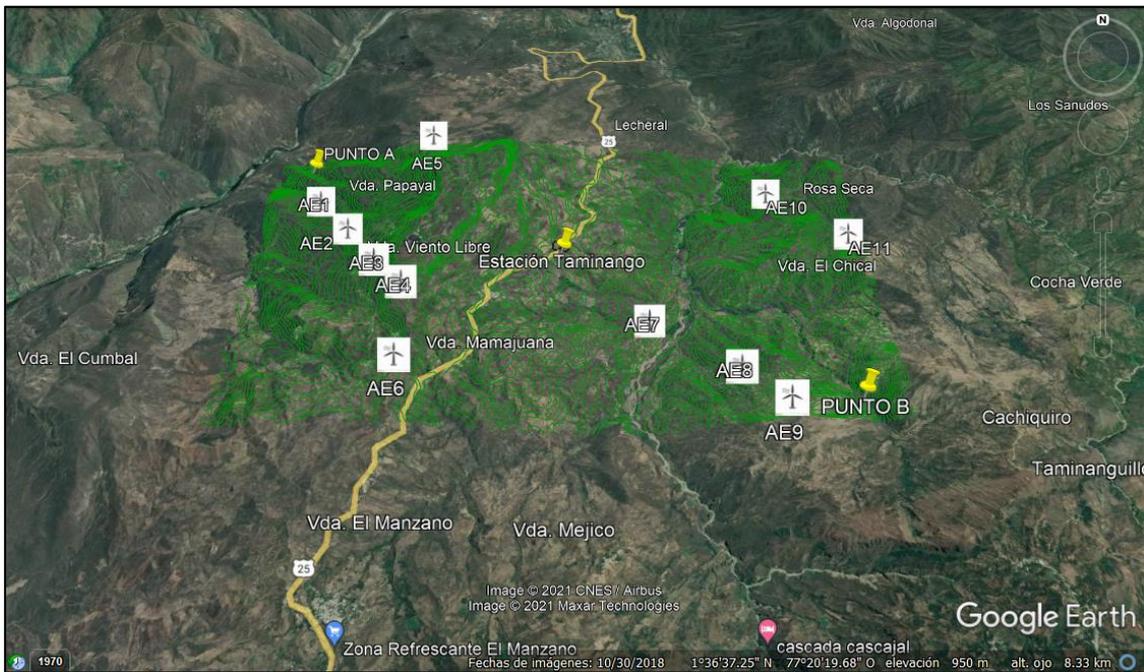
ANEXO 55. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE SANTA CRUZ DE SIECHA



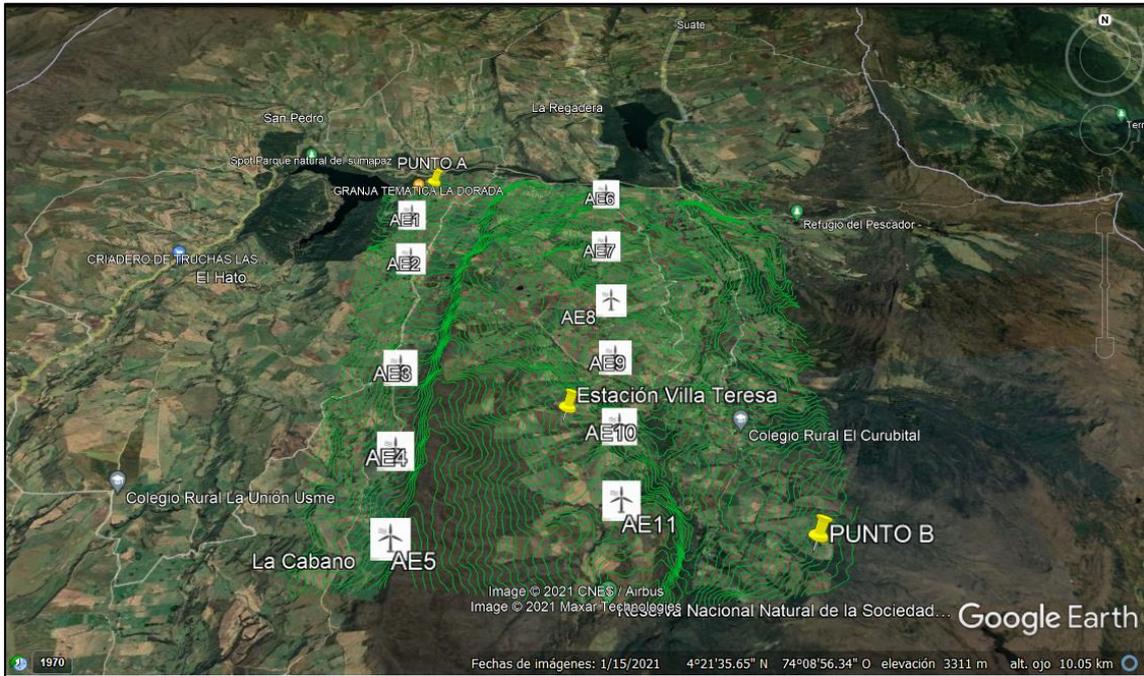
ANEXO 56. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE EL TABLAZO



ANEXO 57. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE VIENTO LIBRE



ANEXO 58. POLIGONO GEOGRÁFICO ESTACIÓN Y PARQUE VILLA TERESA



ANEXO 59. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO TOQUILLA

Iteración de energía (kW)			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m ³)	Densidad 0,887 (kg/m ³)	Densidad 0,95 (kg/m ³)
3	49	21.96	27
3.5	127	77.84	87
4	224	149.03	163
4.5	339	232.07	252
5	480	334.97	362
5.5	651	458.03	494
6	857	607.49	654
6.5	1099	783.12	842
7	1382	991.15	1064
7.5	1705	1228.11	1317
8	2067	1499.16	1605
8.5	2460	1807.35	1929
9	2849	2150.88	2281
9.5	3174	2505.37	2630
10	3369	2863.84	2958
10.5	3434	3180.81	3228
11	3450	3368.88	3384
11.5	3450	3435.25	3438
12	3450	3447.54	3448
12.5	3450	3450.00	3450
13	3450	3450.00	3450
13.5	3450	3450.00	3450
14	3450	3450.00	3450
14.5	3450	3450.00	3450
15	3450	3450.00	3450
15.5	3450	3450.00	3450
16	3450	3450.00	3450
16.5	3450	3450.00	3450
17	3450	3450.00	3450
17.5	3450	3450.00	3450
18	3450	3450.00	3450
18.5	3450	3450.00	3450
19	3450	3450.00	3450
19.5	3450	3450.00	3450
20	3450	3450.00	3450
20.5	3450	3450.00	3450
21	3450	3450.00	3450
21.5	3450	3450.00	3450
22	3450	3450.00	3450
22.5	3450	3450.00	3450

ANEXO 60. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO TOQUILLA

Iteración de Ct			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m ³)	Densidad 0,887 (kg/m ³)	Densidad 0,95 (kg/m ³)
3	0.868	0.867	0.874
3.5	0.842	0.841	0.848
4	0.832	0.832	0.834
4.5	0.843	0.843	0.843
5	0.837	0.835	0.844
5.5	0.832	0.830	0.839
6	0.826	0.824	0.834
6.6	0.819	0.817	0.829
7	0.811	0.808	0.823
7.5	0.803	0.800	0.817
8	0.794	0.790	0.81
8.5	0.775	0.767	0.811
9	0.727	0.712	0.791
9.5	0.653	0.632	0.743
10	0.565	0.539	0.68
10.5	0.476	0.445	0.612
11	0.402	0.371	0.536
11.5	0.343	0.316	0.46
12	0.297	0.275	0.394
12.5	0.26	0.241	0.341
13	0.229	0.213	0.298
13.5	0.205	0.191	0.265
14	0.183	0.171	0.235
14.5	0.164	0.153	0.21
15	0.148	0.139	0.188
15.5	0.134	0.126	0.17
16	0.122	0.114	0.155
16.5	0.112	0.105	0.141
17	0.102	0.096	0.129
17.5	0.094	0.089	0.118
18	0.087	0.082	0.109
18.5	0.081	0.076	0.101
19	0.075	0.071	0.093
19.5	0.069	0.065	0.086
20	0.065	0.062	0.08
20.5	0.061	0.058	0.075
21	0.057	0.054	0.07
21.5	0.054	0.051	0.066
22	0.051	0.048	0.062
22.5	0.048	0.045	0.059

ANEXO 61. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO SANTA CRUZ DE SIECHA

Iteración de energía (kW)			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m ³)	Densidad 0,850 (kg/m ³)	Densidad 0,95 (kg/m ³)
3	49	19	27
3.5	127	72.45	87
4	224	140.82	163
4.5	339	220.36	252
5	480	319.09	362
5.5	651	436.91	494
6	857	580.18	654
6.5	1099	748.55	842
7	1382	948.36	1064
7.5	1705	1175.91	1317
8	2067	1437.00	1605
8.5	2460	1735.91	1929
9	2849	2074.45	2281
9.5	3174	2432.18	2630
10	3369	2808.55	2958
10.5	3434	3153.09	3228
11	3450	3360.00	3384
11.5	3450	3433.64	3438
12	3450	3447.27	3448
12.5	3450	3450.00	3450
13	3450	3450.00	3450
13.5	3450	3450.00	3450
14	3450	3450.00	3450
14.5	3450	3450.00	3450
15	3450	3450.00	3450
15.5	3450	3450.00	3450
16	3450	3450.00	3450
16.5	3450	3450.00	3450
17	3450	3450.00	3450
17.5	3450	3450.00	3450
18	3450	3450.00	3450
18.5	3450	3450.00	3450
19	3450	3450.00	3450
19.5	3450	3450.00	3450
20	3450	3450.00	3450
20.5	3450	3450.00	3450
21	3450	3450.00	3450
21.5	3450	3450.00	3450
22	3450	3450.00	3450
22.5	3450	3450.00	3450

ANEXO 62. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO SANTA CRUZ DE SIECHA

Iteración de Ct			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m³)	Densidad 0,850 (kg/m³)	Densidad 0,95 (kg/m³)
3	0.868	0.866	0.874
3.5	0.842	0.840	0.848
4	0.832	0.831	0.834
4.5	0.843	0.843	0.843
5	0.837	0.834	0.844
5.5	0.832	0.829	0.839
6	0.826	0.823	0.834
6.6	0.819	0.815	0.829
7	0.811	0.807	0.823
7.5	0.803	0.798	0.817
8	0.794	0.788	0.81
8.5	0.775	0.762	0.811
9	0.727	0.704	0.791
9.5	0.653	0.620	0.743
10	0.565	0.523	0.68
10.5	0.476	0.427	0.612
11	0.402	0.353	0.536
11.5	0.343	0.300	0.46
12	0.297	0.262	0.394
12.5	0.26	0.231	0.341
13	0.229	0.204	0.298
13.5	0.205	0.183	0.265
14	0.183	0.164	0.235
14.5	0.164	0.147	0.21
15	0.148	0.133	0.188
15.5	0.134	0.121	0.17
16	0.122	0.110	0.155
16.5	0.112	0.101	0.141
17	0.102	0.092	0.129
17.5	0.094	0.085	0.118
18	0.087	0.079	0.109
18.5	0.081	0.074	0.101
19	0.075	0.068	0.093
19.5	0.069	0.063	0.086
20	0.065	0.060	0.08
20.5	0.061	0.056	0.075
21	0.057	0.052	0.07
21.5	0.054	0.050	0.066
22	0.051	0.047	0.062
22.5	0.048	0.044	0.059

ANEXO 63. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO EL TABLAZO

Iteración de energía (kW)			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,0 (kg/m ³)	Densidad 1,001 (kg/m ³)	Densidad 1,025 (kg/m ³)
3	31	31.08	33
3.5	95	95.12	98
4	174	174.20	179
4.5	268	268.32	276
5	383	383.44	394
5.5	523	523.56	537
6	691	691.72	709
6.5	889	889.96	913
7	1122	1123.16	1151
7.5	1388	1389.44	1424
8	1690	1691.72	1733
8.5	2028	2030.00	2078
9	2391	2393.20	2446
9.5	2743	2745.24	2799
10	3062	3064.04	3113
10.5	3293	3294.32	3326
11	3409	3409.48	3421
11.5	3443	3443.08	3445
12	3449	3449.00	3449
12.5	3450	3450.00	3450
13	3450	3450.00	3450
13.5	3450	3450.00	3450
14	3450	3450.00	3450
14.5	3450	3450.00	3450
15	3450	3450.00	3450
15.5	3450	3450.00	3450
16	3450	3450.00	3450
16.5	3450	3450.00	3450
17	3450	3450.00	3450
17.5	3450	3450.00	3450
18	3450	3450.00	3450
18.5	3450	3450.00	3450
19	3450	3450.00	3450
19.5	3450	3450.00	3450
20	3450	3450.00	3450
20.5	3450	3450.00	3450
21	3450	3450.00	3450
21.5	3450	3450.00	3450
22	3450	3450.00	3450
22.5	3450	3450.00	3450

ANEXO 64. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO EL TABLAZO

Iteración de Ct			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,0 (kg/m ³)	Densidad 1,001 (kg/m ³)	Densidad 1,025 (kg/m ³)
3	0.873	0.873	0.873
3.5	0.847	0.847	0.846
4	0.834	0.834	0.833
4.5	0.843	0.843	0.844
5	0.843	0.843	0.842
5.5	0.838	0.838	0.837
6	0.832	0.832	0.832
6.6	0.827	0.827	0.826
7	0.821	0.821	0.82
7.5	0.814	0.814	0.813
8	0.808	0.808	0.806
8.5	0.806	0.806	0.803
9	0.781	0.781	0.775
9.5	0.727	0.727	0.72
10	0.661	0.661	0.652
10.5	0.587	0.587	0.575
11	0.509	0.508	0.495
11.5	0.434	0.433	0.421
12	0.372	0.372	0.362
12.5	0.323	0.323	0.314
13	0.283	0.283	0.275
13.5	0.252	0.252	0.245
14	0.224	0.224	0.218
14.5	0.2	0.200	0.195
15	0.18	0.180	0.175
15.5	0.163	0.163	0.159
16	0.148	0.148	0.144
16.5	0.135	0.135	0.132
17	0.123	0.123	0.121
17.5	0.113	0.113	0.111
18	0.104	0.104	0.102
18.5	0.096	0.096	0.094
19	0.089	0.089	0.087
19.5	0.083	0.083	0.081
20	0.077	0.077	0.075
20.5	0.072	0.072	0.07
21	0.067	0.067	0.066
21.5	0.064	0.064	0.062
22	0.06	0.060	0.059
22.5	0.056	0.056	0.055

ANEXO 65. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VIENTO LIBRE

Iteración de energía (kW)			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,025 (kg/m ³)	Densidad 1,001 (kg/m ³)	Densidad 1,05 (kg/m ³)
3	33	33.8	35
3.5	98	99.60	102
4	179	181.40	185
4.5	276	279.20	284
5	394	398.40	405
5.5	537	542.60	551
6	709	716.60	728
6.5	913	922.20	936
7	1151	1162.60	1180
7.5	1424	1438.00	1459
8	1733	1749.80	1775
8.5	2078	2098.00	2128
9	2446	2468.00	2501
9.5	2799	2821.80	2856
10	3113	3141.80	3185
10.5	3326	3338.80	3358
11	3421	3425.80	3433
11.5	3445	3446.20	3448
12	3449	3449.40	3450
12.5	3450	3450.00	3450
13	3450	3450.00	3450
13.5	3450	3450.00	3450
14	3450	3450.00	3450
14.5	3450	3450.00	3450
15	3450	3450.00	3450
15.5	3450	3450.00	3450
16	3450	3450.00	3450
16.5	3450	3450.00	3450
17	3450	3450.00	3450
17.5	3450	3450.00	3450
18	3450	3450.00	3450
18.5	3450	3450.00	3450
19	3450	3450.00	3450
19.5	3450	3450.00	3450
20	3450	3450.00	3450
20.5	3450	3450.00	3450
21	3450	3450.00	3450
21.5	3450	3450.00	3450
22	3450	3450.00	3450
22.5	3450	3450.00	3450

ANEXO 66. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VIENTO LIBRE

Iteración de Ct			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,025 (kg/m³)	Densidad 1,035 (kg/m³)	Densidad 1,05 (kg/m³)
3	0.873	0.873	0.872
3.5	0.846	0.846	0.846
4	0.833	0.833	0.833
4.5	0.844	0.844	0.844
5	0.842	0.842	0.842
5.5	0.837	0.837	0.837
6	0.832	0.832	0.831
6.6	0.826	0.826	0.826
7	0.82	0.820	0.819
7.5	0.813	0.813	0.812
8	0.806	0.806	0.805
8.5	0.803	0.802	0.8
9	0.775	0.773	0.77
9.5	0.72	0.717	0.712
10	0.652	0.648	0.643
10.5	0.575	0.570	0.563
11	0.495	0.489	0.481
11.5	0.421	0.416	0.409
12	0.362	0.358	0.351
12.5	0.314	0.310	0.305
13	0.275	0.272	0.268
13.5	0.245	0.242	0.238
14	0.218	0.216	0.212
14.5	0.195	0.193	0.19
15	0.175	0.173	0.171
15.5	0.159	0.157	0.155
16	0.144	0.143	0.141
16.5	0.132	0.130	0.128
17	0.121	0.120	0.118
17.5	0.111	0.110	0.108
18	0.102	0.101	0.1
18.5	0.094	0.093	0.092
19	0.087	0.086	0.085
19.5	0.081	0.080	0.079
20	0.075	0.075	0.074
20.5	0.07	0.070	0.069
21	0.066	0.066	0.065
21.5	0.062	0.062	0.061
22	0.059	0.058	0.057
22.5	0.055	0.055	0.054

ANEXO 67. VALORES DE CP ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VILLA TERESA

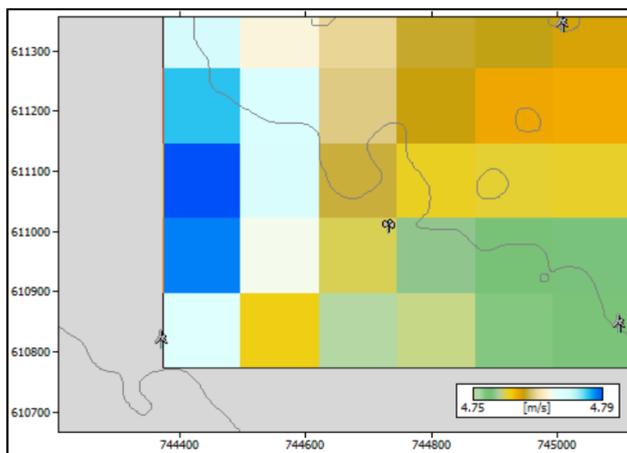
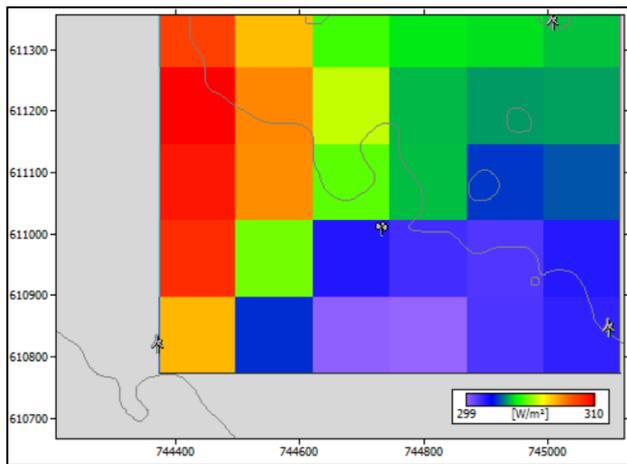
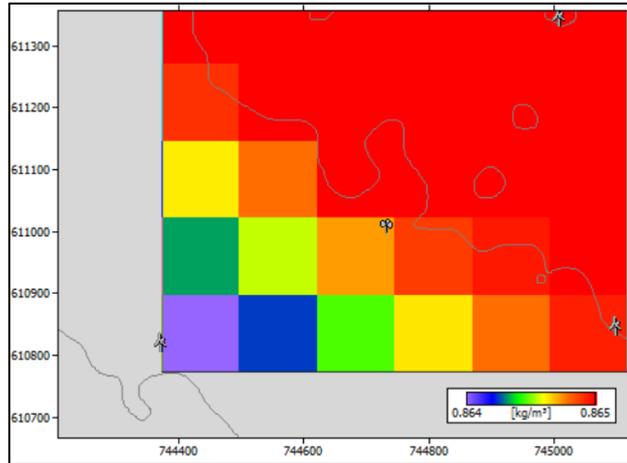
Iteración de energía (kW)			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m ³)	Densidad 0,809 (kg/m ³)	Densidad 0,95 (kg/m ³)
3	49	15.72	27
3.5	127	66.49	87
4	224	131.72	163
4.5	339	207.39	252
5	480	301.50	362
5.5	651	413.50	494
6	857	549.92	654
6.5	1099	710.23	842
7	1382	900.95	1064
7.5	1705	1118.06	1317
8	2067	1368.12	1605
8.5	2460	1656.74	1929
9	2849	1989.77	2281
9.5	3174	2351.08	2630
10	3369	2747.27	2958
10.5	3434	3122.38	3228
11	3450	3350.16	3384
11.5	3450	3431.85	3438
12	3450	3446.97	3448
12.5	3450	3450.00	3450
13	3450	3450.00	3450
13.5	3450	3450.00	3450
14	3450	3450.00	3450
14.5	3450	3450.00	3450
15	3450	3450.00	3450
15.5	3450	3450.00	3450
16	3450	3450.00	3450
16.5	3450	3450.00	3450
17	3450	3450.00	3450
17.5	3450	3450.00	3450
18	3450	3450.00	3450
18.5	3450	3450.00	3450
19	3450	3450.00	3450
19.5	3450	3450.00	3450
20	3450	3450.00	3450
20.5	3450	3450.00	3450
21	3450	3450.00	3450
21.5	3450	3450.00	3450
22	3450	3450.00	3450
22.5	3450	3450.00	3450

ANEXO 68. VALORES DE CT ITERADOS PARA EMPLAZAMIENTO VILLA TERESA

Iteración de Ct			
Velocidad Viento (m/s)	Densidad 1,225 (kg/m ³)	Densidad 0,809 (kg/m ³)	Densidad 0,95 (kg/m ³)
3	0.868	0.865	0.874
3.5	0.842	0.839	0.848
4	0.832	0.831	0.834
4.5	0.843	0.843	0.843
5	0.837	0.833	0.844
5.5	0.832	0.828	0.839
6	0.826	0.822	0.834
6.6	0.819	0.814	0.829
7	0.811	0.805	0.823
7.5	0.803	0.796	0.817
8	0.794	0.786	0.81
8.5	0.775	0.757	0.811
9	0.727	0.694	0.791
9.5	0.653	0.607	0.743
10	0.565	0.506	0.68
10.5	0.476	0.406	0.612
11	0.402	0.333	0.536
11.5	0.343	0.283	0.46
12	0.297	0.247	0.394
12.5	0.26	0.218	0.341
13	0.229	0.194	0.298
13.5	0.205	0.174	0.265
14	0.183	0.156	0.235
14.5	0.164	0.140	0.21
15	0.148	0.127	0.188
15.5	0.134	0.116	0.17
16	0.122	0.105	0.155
16.5	0.112	0.097	0.141
17	0.102	0.088	0.129
17.5	0.094	0.082	0.118
18	0.087	0.076	0.109
18.5	0.081	0.071	0.101
19	0.075	0.066	0.093
19.5	0.069	0.060	0.086
20	0.065	0.057	0.08
20.5	0.061	0.054	0.075
21	0.057	0.050	0.07
21.5	0.054	0.048	0.066
22	0.051	0.045	0.062
22.5	0.048	0.042	0.059

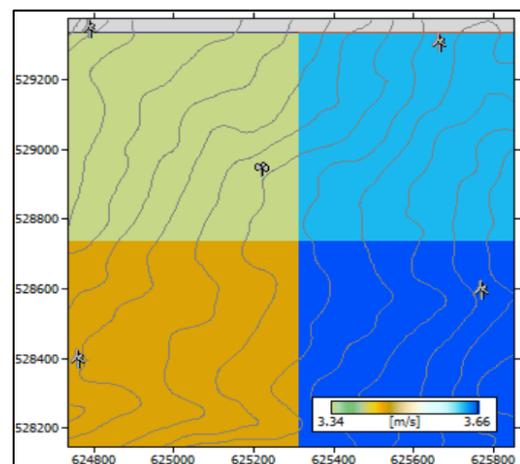
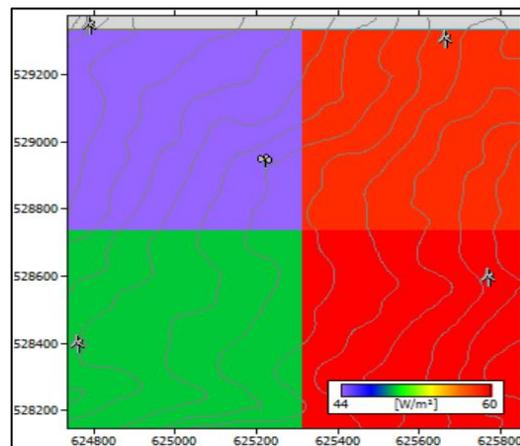
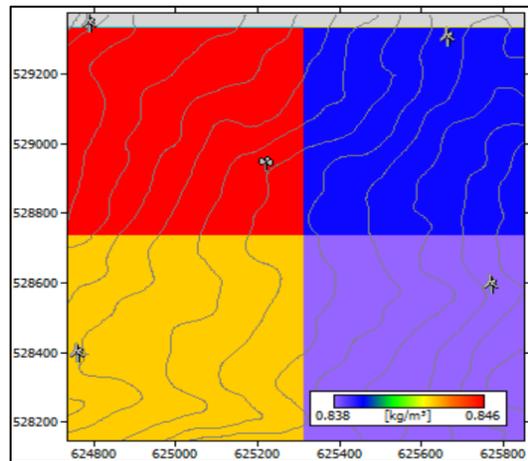
ANEXO 69. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE TOQUILLA

Settings		Site list	Statistics	WF Power curve											
Site ID	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Rx	DR	Ht	d	U	U(w)	p	Gr _s	Net	Wk	CF	
Turbine site	744374.8	610808.2	2968.7	0.0	0.0	120.0	0.0	4.77	4.67	0.864	5.348	5.060	5.37	16.7	
Turbine site	745010.8	611333.9	2955.0	0.0	0.0	120.0	0.0	4.76	4.74	0.865	5.356	5.332	0.44	17.6	
Turbine site	745100.5	610834.3	2955.1	0.0	0.0	120.0	0.0	4.75	4.73	0.865	5.349	5.338	0.19	17.7	



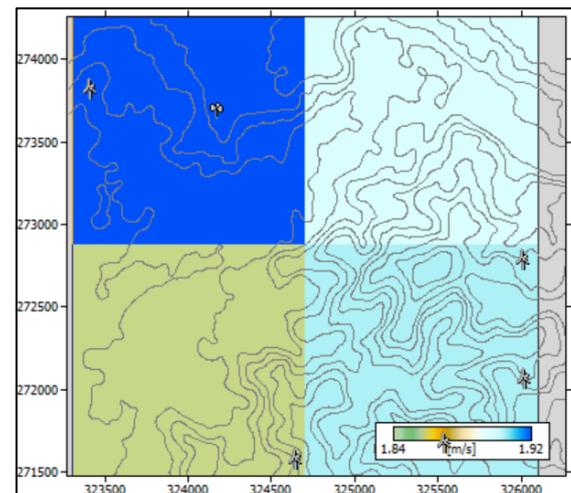
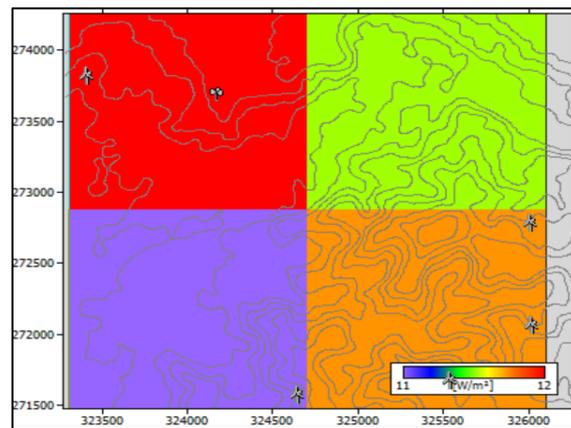
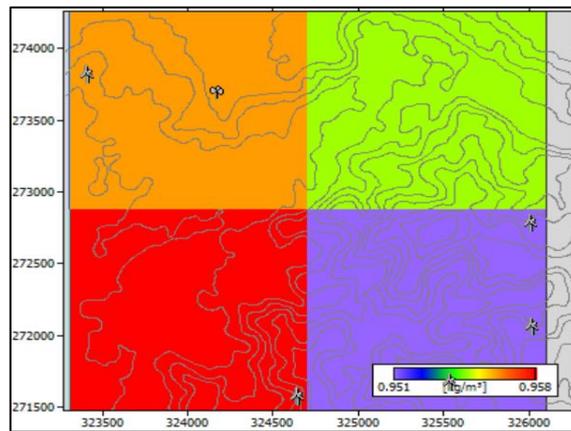
ANEXO 70. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE SANTA CRUZ DE SIECHA

Site ID	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Rx	DR	Ht	d	U	U(w)	p	Grs	Net	Wk	CF
Turbine site	625774.7	528573.7	3258.8	0.0	0.0	120.0	0.0	3.75	3.67	0.837	3.235	2.985	7.71	9.9
Turbine site	624766.1	528377.4	3164.1	0.1	0.0	120.0	0.0	3.37	3.36	0.845	2.260	2.244	0.74	7.4
Turbine site	625667.6	529282.7	3219.3	0.0	0.0	120.0	0.0	3.57	3.53	0.840	2.815	2.702	4.02	8.9
Turbine site	624794.1	529323.6	3106.1	0.2	0.2	120.0	0.0	3.25	3.23	0.850	2.019	2.007	0.60	6.6



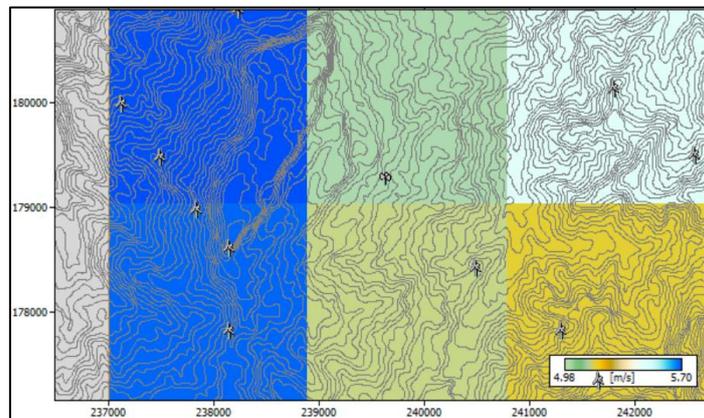
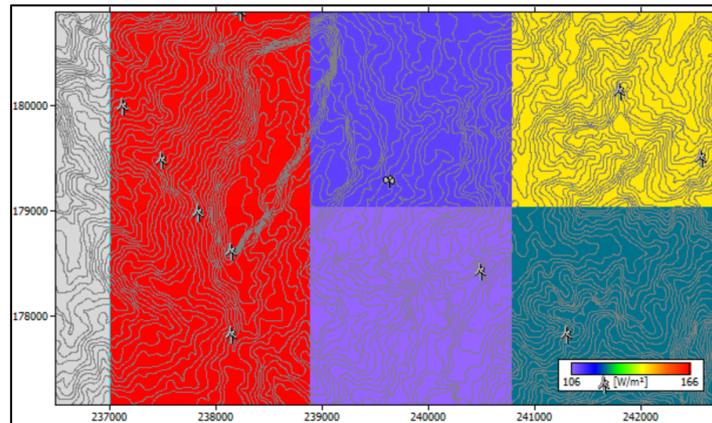
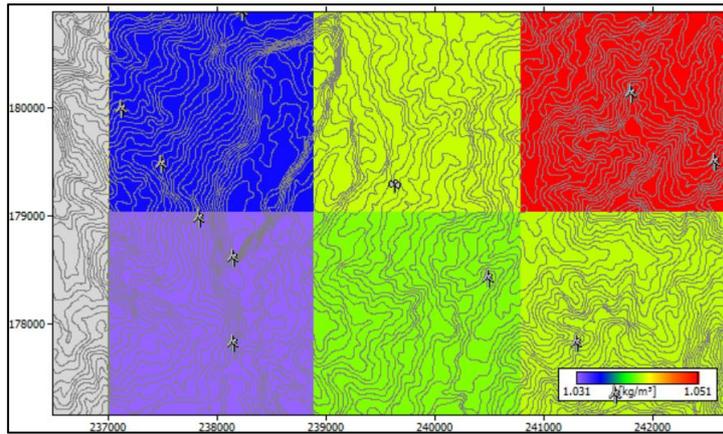
ANEXO 71. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE EL TABLAZO

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve													
Site ID	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Rx	DR	Ht	d	U	U(w)	p	Gr _s	Net	Wk	CF		
Turbine site	323419.2	273768.2	1792.7	0.7	-0.4	120.0	0.0	1.85	1.84	0.958	359.286	351.440	2.18	1.2		
Turbine site	324656.6	271522.0	1857.9	1.3	0.3	120.0	0.0	1.96	1.93	0.952	469.803	447.421	4.76	1.5		
Turbine site	325552.6	271627.3	1888.0	2.5	1.4	120.0	0.0	1.92	1.88	0.950	429.254	408.621	4.81	1.4		
Turbine site	326024.8	272014.6	1920.6	2.7	1.6	120.0	0.0	1.99	1.98	0.947	465.303	457.537	1.67	1.5		
Turbine site	326019.5	272738.9	1897.8	2.0	0.9	120.0	0.0	1.95	1.94	0.949	430.890	421.345	2.22	1.4		



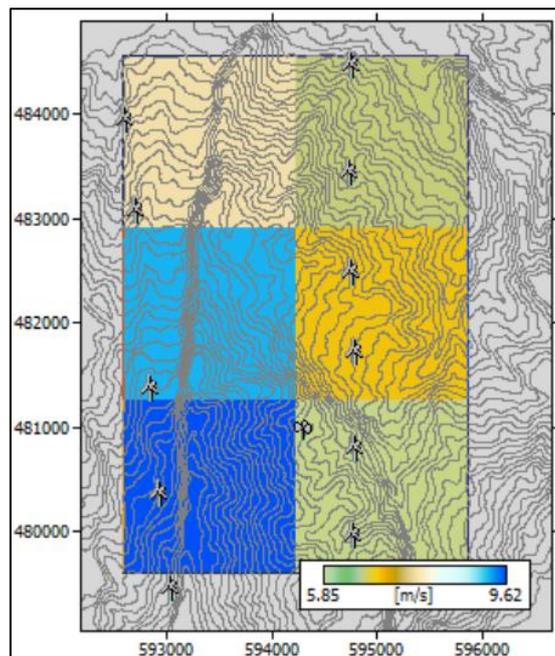
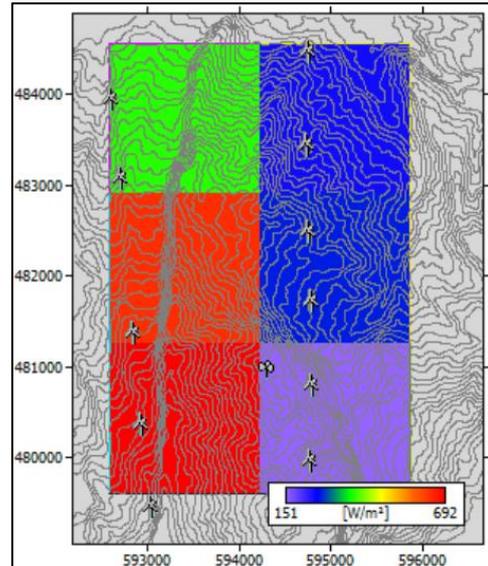
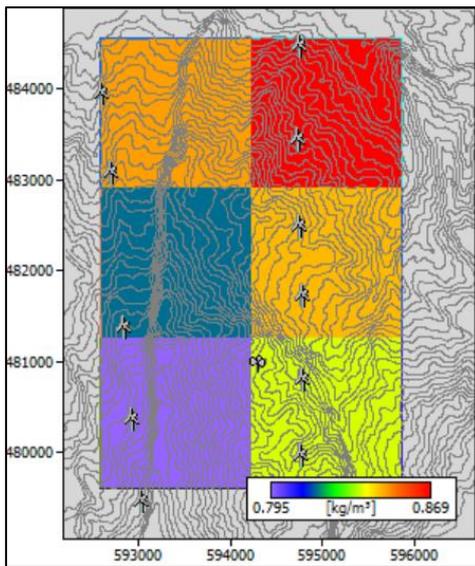
ANEXO 72. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE VIENTO LIBRE

Site ID	Site x [m]	Site y [m]	EI [m]	Rx	DR	Ht	d	U	U(w)	p	Grs	Net	Wk	CF [%]
Turbine site	237133.0	179926.0	886.6	10.9	-2.3	120.0	0.0	4.95	4.94	1.047	5.793	5.785	0.14	19.1
Turbine site	237499.5	179417.3	1003.9	11.8	-1.5	120.0	0.0	5.31	5.30	1.036	7.071	7.047	0.35	23.3
Turbine site	237838.5	178913.8	1107.2	12.8	-0.5	120.0	0.0	5.98	5.96	1.026	9.717	9.684	0.33	32.0
Turbine site	238154.1	178544.1	1203.4	12.0	-1.2	120.0	0.0	7.67	7.65	1.017	15.173	15.120	0.35	50.0
Turbine site	238247.6	180823.2	1006.9	8.2	-5.0	120.0	0.0	6.33	6.28	1.035	11.311	11.092	1.94	36.7
Turbine site	238160.0	177755.0	1122.0	7.3	-6.0	120.0	0.0	6.48	6.48	1.024	11.545	11.541	0.03	38.2
Turbine site	240505.6	178361.0	841.3	13.3	0.0	120.0	0.0	4.39	4.30	1.051	3.981	3.753	5.73	12.4
Turbine site	241316.9	177756.0	928.7	13.3	0.1	120.0	0.0	4.87	4.81	1.043	5.593	5.415	3.19	17.9
Turbine site	241674.8	177277.7	1127.6	11.6	-1.6	120.0	0.0	5.65	5.60	1.024	8.344	8.165	2.14	27.0
Turbine site	241815.0	180066.2	870.4	12.6	-0.6	120.0	0.0	5.80	5.72	1.048	9.242	8.920	3.48	29.5
Turbine site	242576.8	179437.8	891.0	10.5	-2.8	120.0	0.0	4.91	4.82	1.046	5.762	5.442	5.54	18.0



ANEXO 73. RESULTADOS ENERGÉTICOS Y CURVAS ISOVENTAS PARQUE VILLA TERESA

Site ID	Site x [m]	Site y [m]	EI [m]	Rx	DR	Ht	d	U	U(w)	p	Grs	Net	Wk	CF
Turbine site	592621.6	483849.1	3236.5	3.7	-3.0	120.0	0.0	7.38	7.31	0.855	12.483	12.249	1.87	40.5
Turbine site	592725.5	482984.2	3338.3	4.0	-2.7	120.0	0.0	7.30	7.21	0.840	12.169	11.849	2.63	39.2
Turbine site	592859.9	481269.6	3518.1	4.7	-2.0	120.0	0.0	8.02	7.92	0.815	13.784	13.427	2.59	44.4
Turbine site	592952.9	480270.5	3579.9	5.1	-1.6	120.0	0.0	7.96	7.86	0.807	13.579	13.238	2.51	43.8
Turbine site	593043.0	479367.8	3663.8	4.1	-2.6	120.0	0.0	8.53	8.47	0.795	14.709	14.515	1.32	48.0
Turbine site	594770.6	484377.6	3118.7	4.2	-2.5	120.0	0.0	7.23	7.22	0.872	12.162	12.152	0.08	40.2
Turbine site	594747.4	483338.1	3215.0	6.7	0.0	120.0	0.0	6.84	6.83	0.858	11.024	10.988	0.32	36.3
Turbine site	594776.5	482388.3	3303.4	6.9	0.2	120.0	0.0	7.08	7.06	0.845	11.614	11.566	0.41	38.2
Turbine site	594797.1	481624.9	3280.5	7.0	0.3	120.0	0.0	6.39	6.37	0.848	9.598	9.550	0.50	31.6
Turbine site	594805.0	480704.6	3376.1	5.3	-1.4	120.0	0.0	6.64	6.62	0.835	10.227	10.173	0.52	33.6
Turbine site	594794.2	479874.2	3448.9	5.2	-1.5	120.0	0.0	6.65	6.63	0.825	10.131	10.081	0.49	33.3



ANEXO 74. DETALLE Y CARACTERISTICAS DE TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES CONTEMPLADOS PARA EL ANÁLISIS MULTIFACTORIAL

Modelo	Datos generales	Masas y Rotor	Torre y generador
Acciona AW 125	Potencia: 3 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 125 m Área de Barrido: 12.272 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: 3 niveles Densidad Potencia: 4,1 m ² /kW	Góndola: 106 t Torre: 1100 t Velocidad Máxima rotor: 13,2 vueltas/min V mínima viento: 3,5 m/s V nominal viento: 12 m/s V Máxima Viento: 25 m/s	Altura mínima: 87,5 m Altura máxima: 137,5 m Generador: DFIG Velocidad máxima salida: 1320-1584 vueltas /min
Alstom ECO 122/3000	Potencia: 3 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 122 m Área de Barrido: 11.690 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: 3 niveles Densidad Potencia: 3,9 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: 13,2 vueltas/min V mínima viento: 3,0 m/s V nominal viento: 10,5 m/s V Máxima Viento: 25 m/s	Altura mínima: 89,0 m Altura máxima: 139,0 m Generador: ASYNC DF Velocidad máxima salida: -
Enercon E-101	Potencia: 3 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 101 m Área de Barrido: 8.012 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: NO Densidad Potencia: 2,7 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: 14,5 vueltas/min V mínima viento: 2,0 m/s V nominal viento: 13,0 m/s V Máxima Viento: 25 m/s	Altura mínima: 99,0 m Altura máxima: 149,0 m Generador: SYNC Velocidad máxima salida: 14,5 vueltas/min
Gamesa G 128	Potencia: 4,5 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 128 m Área de Barrido: 12.868 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: 2 niveles Densidad Potencia: 2,9 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Rotor: 83,9 t Velocidad Máxima rotor: 12,0 vueltas/min V mínima viento: 2,0 m/s V nominal viento: 12,5 m/s V Máxima Viento: 27 m/s	Altura mínima: 81,0 m Altura máxima: 140,0 m Generador: PM Velocidad máxima salida: 448 vueltas/min
GE 3.2-103	Potencia: 3,2 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 103 m Área de Barrido: 8.333 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: - Densidad Potencia: 2,6 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: - V mínima viento: - V nominal viento: - V Máxima Viento: -	Altura mínima: 75,0 m Altura máxima: 98,0 m Generador: DFIG Velocidad máxima salida: -
Goldwind 140/3570	Potencia: 3,570 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 140 m Área de Barrido: 15.394 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: - V mínima viento: 2,5 m/s V nominal viento: 10,2 m/s	Altura mínima: 100,0 m Altura máxima: 110,0 m Generador: SYNC PM Velocidad máxima salida: -

Modelo	Datos generales	Masas y Rotor	Torre y generador
Goldwind 140/3570	Caja de cambios: No Densidad Potencia: 4,3 m ² /kW	V Máxima Viento: 20 m/s	
Nordex N131/3000	Potencia: 3 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 131 m Área de Barrido: 13.479 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: - Densidad Potencia: 4,5 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: 6,5 m/s V mínima viento: 3,0 m/s V nominal viento: 11,5 m/s V Máxima Viento: 20 m/s	Altura mínima: 99,0 m Altura máxima: 134,0 m Generador: ASYNC DF Velocidad máxima salida: -
Siemens SWT 3.6/107	Potencia: 3,6 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 125 m Área de Barrido: 8.992 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: On-offshore Caja de cambios: 3 niveles Densidad Potencia: 2,5 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: 5,0 m/s V mínima viento: 3,5 m/s V nominal viento: 16,5 m/s V Máxima Viento: 25 m/s	Altura mínima: 80,0 m Altura máxima: 96,0 m Generador: ASYNC Velocidad máxima salida: 1.300 vueltas/min
Vestas V136 3.45	Potencia: 3,450 MW Número de Palas: 3 Diámetro: 136 m Área de Barrido: 14.527 m ² Limitador de Potencia: Pitch Tecnología: Onshore Caja de cambios: 3 niveles Densidad Potencia: 4,22 m ² /kW	Góndola: - Torre: - Velocidad Máxima rotor: - V mínima viento: 2,5 m/s V nominal viento: 11 m/s V Máxima Viento: 22 m/s	Altura mínima: 112,0 m Altura máxima: 166,0 m Generador: - Velocidad máxima salida: -

Fuente: Elaboración propia con datos de The Wind Power.

ANEXO 75. MATRIZ DE IMPACTOS AMBIENTALES POR PARQUE EÓLICO

Parque Eólico	Impacto Flora y Fauna	Impacto Suelo y Agua	Paisaje	Poblaciones y carreteras
Toquilla	<p>Muy Alto</p> <p>Su cercanía a la laguna de Tota implica que existe presencia considerable de especies nativas tanto de flora (frailejones, arrayanes), como de fauna (artrópodos, anfibios y más de 30 especies de aves autóctonas)</p> <p>Se considera probable afectación a zonas de transporte entre especies.</p> <p>Además, hay riesgo de afectación a las especies rurales como vacas, caballos, ovejas, y domesticas como perros y gatos.</p>	<p>Muy Alto</p> <p>El terreno corresponde a suelos de páramo, los cuales son húmedos y aprovechables para explotación agrónoma.</p> <p>Existen al menos tres corrientes entre medianas y grandes circundantes por la zona.</p> <p>Solo 8 kilómetros separan el emplazamiento de la Laguna de Tota, por lo que cualquier cimentación en esta zona pueda acarrear impacto a acuíferos someros.</p>	<p>Alto</p> <p>Al ser una zona altamente transitable por turistas, el impacto es elevado, aun estando lo más retirado posible el emplazamiento.</p> <p>Se alteran directamente las condiciones rurales y turísticas de la zona, las cuales son características de la región boyacense.</p> <p>Impacto probable en cuanto a ruido y contaminación visual para los pobladores rurales.</p>	<p>Alto</p> <p>Hay una vía principal y al menos cuatro secundarias en la zona de análisis, demasiado cerca del emplazamiento (50 metros).</p> <p>Si se evitan las corrientes de agua los aerogeneradores se acercan a las carreteras, y si se alejan de ellas se acercan a las fuentes de agua.</p>
Santa Cruz de Siecha	<p>Alto</p> <p>Innumerables especies autóctonas de flora y fauna, al estar la zona rodeada del bosque seco alto altoandino y subpáramos.</p> <p>Vegetación tipo frailejón, chuscales, pajonales.</p> <p>Presencia de Fauna importante como la asociada a aves y anfibios.</p>	<p>Alto</p> <p>En una buena medida se pueden afectar las corrientes de los ríos Siecha, Zaque, Sueva, y Teusaca.</p> <p>Si bien el parque está alejado de las zonas de reserva, hay un probable impacto en los suelos en las cercanías al bosque.</p>	<p>Alto</p> <p>La zona perdería notoriamente la pasividad acústica y natural.</p> <p>SI bien no hay poblaciones cercanas de grandes cantidades de población, el emplazamiento se empotra en zonas verdales que puede alterar las condiciones de los habitantes.</p>	<p>Medio</p> <p>Una única vía no principal se encuentra en la zona del emplazamiento, la cual no está en zona de influencia directa en su punto más cercano (500 metros)</p> <p>No hay nichos poblaciones cercanos de elevada densidad.</p>

Parque Eólico	Impacto Flora y Fauna	Impacto Suelo y Agua	Paisaje	Poblaciones y carreteras
Santa Cruz de Siecha	Los colibrís de floración de orquídeas podrían verse excluidos de su zona de influencia natural.	La franja ambiental que comunica la zona del emplazamiento con la zona de bosque de niebla puede variar sus condiciones topográficas.	Es factible una alteración al turismo por la presencia de los aerogeneradores en las faldas del bosque de niebla.	Las actividades rurales pueden ser tendientes a variar o a ser suprimidas lentamente.
El Tablazo	<p>Alto</p> <p>Impacto sobre la vegetación y zonas verdes que atraviesa la separación urbanística de la ciudad.</p> <p>Afectación probable a robles, cascarillos y guayacanes.</p> <p>Especies autóctonas de mariposas, polillas y escarabajos y unas 70 especies de aves.</p>	<p>Alto</p> <p>El suelo ya fue labrado y acondicionado para albergar la ciudad, por lo que una nueva modificación puede generar peligros visibles en cuanto a fallas geológicas y deslaves.</p> <p>Alteración al bosque andino y subandino en la franja atravesada por el parque eólico.</p>	<p>Muy Alto</p> <p>Las condiciones paisajísticas se verían alteradas, ya que habría casi una coexistencia entre ciudad y granja eólica.</p> <p>Por lo anterior las zonas verdes y zonas de eco esparcimiento se verían impactadas por la aparición de una actividad económica diferente.</p>	<p>Muy Alto</p> <p>Localizar la zona atravesando la ciudad acarrea un impacto visual, sonoro y de infraestructura vial demasiado elevado.</p> <p>Algunos puntos están aislados cerca de un kilómetro de la ciudad, pero eso no implica que las zonas vecinales no se vean alteradas.</p>
Viento Libre	<p>Alto</p> <p>Existen variedad de especies tanto de flora como de fauna.</p> <p>Cuenta con índice elevado de endemismos respecto a flora, como orquídeas y arbustos.</p> <p>También anfibios, reptiles aves y mamíferos propios de la región.</p>	<p>Medio</p> <p>No hay corrientes ni cuerpos de agua en superficie que se puedan ver afectados directamente por el emplazamiento.</p> <p>El suelo estaría impactado levemente por las cimentaciones y las obras de infraestructura, posibles acuíferos someros.</p>	<p>Alto</p> <p>Impacto en la cordillera y en las zonas de bosque seco y selva subadina.</p> <p>Aunque si bien el impacto estaría mermado en gran medida ya que no hay zonas verdosas amplias ni suelos destinados a fines productivos, se debe contemplar este aspecto.</p>	<p>Bajo</p> <p>La zona está alejada de los nichos habitables urbanos, quedando limitado el impacto a las zonas rurales.</p> <p>Solo hay presencia de una carretera principal que está lejos de los aerogeneradores.</p>

Parque Eólico	Impacto Flora y Fauna	Impacto Suelo y Agua	Paisaje	Poblaciones y carreteras
Villa Teresa	<p>Muy Alto</p> <p>La zona está muy poblada de frailejones y cuerpos de agua, por sus inmediaciones al parque Natural Sumapaz.</p> <p>En la zona hay hasta 148 familias de plantas como Espeletia y Calamarostis.</p> <p>Coexisten cerca 260 especies de mamíferos, des venados y dantas de páramos hasta osos de anteojos.</p> <p>En cuanto a aves se cuenta con presencia de gallineta de monte, gavilanes y carpinteros.</p>	<p>Muy Alto</p> <p>Impacto elevadísimo a las zonas de nacimiento de fuentes de agua dada la gran cantidad de frailejones en la zona.</p> <p>El suelo al ser una zona tan poco alterada por las actividades humanas se encuentra en estado casi de reserva, lo que le pone en peligro de alteración elevada por los procesos de infraestructura.</p>	<p>Muy Alto</p> <p>Alteración al ecoturismo de la zona, pérdida notoria de zona destinadas al avistamiento de aves y especies.</p> <p>Si bien la zona poligonal no está catalogada como de reserva, si existen bastantes condiciones paisajísticas que se pueden ver alteradas, como la iluminación natural, verdor y espesor, el destino de uso de los suelos, entre otros.</p>	<p>Medio</p> <p>No hay zonas poblacionales ni grandes cantidades de hoteles en la zona, por lo que se altera directamente a los pobladores rurales.</p> <p>Las carreteras del polígono no son principales y están aisladas lo suficiente de las líneas o columnas de turbinas.</p>

Fuente: Elaboración propia con datos de CAR, Gobiernos Municipales, Distritales y Parques Naturales.

ANEXO 76. RESULTADOS ECONOMICOS POR PARQUE EÓLICO

PARQUE EÓLICO TOQUILLA			
Año	OPEX (€)	Ganancias Brutas (€)	Ganancias Netas (€)
0			
1	\$667.000,00	\$1.279.680,00	\$612.680,00
2	\$672.463,00	\$1.356.460,80	\$683.997,80
3	\$677.965,63	\$1.437.848,45	\$759.882,82
4	\$683.508,29	\$1.524.119,35	\$840.611,07
5	\$689.091,37	\$1.615.566,52	\$926.475,15
6	\$694.715,28	\$1.712.500,51	\$1.017.785,22
7	\$700.380,44	\$1.815.250,54	\$1.114.870,10
8	\$706.087,24	\$1.924.165,57	\$1.218.078,33
9	\$711.836,11	\$2.039.615,50	\$1.327.779,39
10	\$717.627,47	\$2.161.992,43	\$1.444.364,96
11	\$723.461,75	\$2.291.711,98	\$1.568.250,23
12	\$729.339,37	\$2.429.214,70	\$1.699.875,33
13	\$735.260,76	\$2.574.967,58	\$1.839.706,82
14	\$741.226,37	\$2.729.465,64	\$1.988.239,27
15	\$747.236,63	\$2.893.233,57	\$2.145.996,94
16	\$753.292,00	\$3.066.827,59	\$2.313.535,59
17	\$759.392,92	\$3.250.837,24	\$2.491.444,33
18	\$765.539,85	\$3.445.887,48	\$2.680.347,63
19	\$771.733,24	\$3.652.640,73	\$2.880.907,48
20	\$777.973,58	\$3.871.799,17	\$3.093.825,59
Totales	\$14.425.131,28	\$47.073.785,35	\$32.648.654,07

Inversión Inicial: 37.050.000 €.

Potencia Unitaria: 3,45 MW.

Aerogeneradores: 3.

Potencia del parque: 10,35 MW.

Energía Vertida a red: 13,76 GWh.

Payback: Más de 20 años, valor por encima de la vida productiva estimada del parque.

VAN: - 13.221.240,40

TIR: -1%

Rentabilidad: No cumple, ya que es una TIR negativa y por debajo del 3% esperado.

PARQUE EÓLICO SANTA CRUZ DE SIECHA			
Año	OPEX (€)	Ganancias Brutas (€)	Ganancias Netas (€)
0			
1	\$736.000,00	\$808.170,00	\$72.170,00
2	\$742.084,00	\$856.660,20	\$114.576,20
3	\$748.213,84	\$908.059,81	\$159.845,97
4	\$754.389,98	\$962.543,40	\$208.153,42
5	\$760.612,88	\$1.020.296,00	\$259.683,13
6	\$766.883,01	\$1.081.513,77	\$314.630,76
7	\$773.200,84	\$1.146.404,59	\$373.203,75
8	\$779.566,85	\$1.215.188,87	\$435.622,02
9	\$785.981,51	\$1.288.100,20	\$502.118,68
10	\$792.445,33	\$1.365.386,21	\$572.940,88
11	\$798.958,78	\$1.447.309,38	\$648.350,60
12	\$805.522,37	\$1.534.147,95	\$728.625,58
13	\$812.136,59	\$1.626.196,82	\$814.060,23
14	\$818.801,96	\$1.723.768,63	\$904.966,67
15	\$825.518,98	\$1.827.194,75	\$1.001.675,77
16	\$832.288,17	\$1.936.826,43	\$1.104.538,27
17	\$839.110,05	\$2.053.036,02	\$1.213.925,97
18	\$845.985,15	\$2.176.218,18	\$1.330.233,03
19	\$852.914,00	\$2.306.791,27	\$1.453.877,27
20	\$859.897,14	\$2.445.198,75	\$1.585.301,61
Totales	15.930.511,43	29.729.011,24	13.798.499,81

Inversión Inicial: 43.950.000 €.

Potencia Unitaria: 3,45 MW.

Aerogeneradores: 4.

Potencia del parque: 13,8 MW.

Energía Vertida a red: 8,690 GWh.

Payback: Más de 20 años, valor por encima de la vida productiva estimada del parque.

VAN: - 34.181.384,40

TIR: -7%

Rentabilidad: No cumple, ya que es una TIR negativa y por debajo del 3% esperado.

PARQUE EÓLICO EL TABLAZO			
Año	OPEX (€)	Ganancias Brutas (€)	Ganancias Netas (€)
0			
1	\$805.000,00	\$169.260,00	-\$635.740,00
2	\$811.705,00	\$179.415,60	-\$632.289,40
3	\$818.462,05	\$190.180,54	-\$628.281,51
4	\$825.271,67	\$201.591,37	-\$623.680,30
5	\$832.134,39	\$213.686,85	-\$618.447,54
6	\$839.050,73	\$226.508,06	-\$612.542,67
7	\$846.021,24	\$240.098,54	-\$605.922,69
8	\$853.046,45	\$254.504,46	-\$598.541,99
9	\$860.126,92	\$269.774,73	-\$590.352,19
10	\$867.263,18	\$285.961,21	-\$581.301,98
11	\$874.455,82	\$303.118,88	-\$571.336,94
12	\$881.705,37	\$321.306,01	-\$560.399,36
13	\$889.012,43	\$340.584,37	-\$548.428,05
14	\$896.377,55	\$361.019,44	-\$535.358,12
15	\$903.801,33	\$382.680,60	-\$521.120,72
16	\$911.284,34	\$405.641,44	-\$505.642,90
17	\$918.827,18	\$429.979,93	-\$488.847,26
18	\$926.430,46	\$455.778,72	-\$470.651,73
19	\$934.094,76	\$483.125,45	-\$450.969,32
20	\$941.820,71	\$512.112,97	-\$429.707,74
Totales	17.435.891,58	6.226.329,17	-11.209.562,41

Inversión Inicial: 50.850.000 €.

Potencia Unitaria: 3,45 MW.

Aerogeneradores: 5.

Potencia del parque: 17,25 MW.

Energía Vertida a red: 1,82 GWh.

Payback: Más de 20 años, valor por encima de la vida productiva estimada del parque.

VAN: - 50.850.000,00

TIR: Negativa indeterminada, no existen valores positivos en este caso, solo pérdidas.

Rentabilidad: No cumple, ya que es una TIR negativa, por debajo del 3% esperado y sin ganancias en ningún de los 20 periodos esperados.

PARQUE EÓLICO VIENTO LIBRE			
Año	OPEX (€)	Ganancias Brutas (€)	Ganancias Netas (€)
0			
1	\$1.219.000,00	\$7.483.710,00	\$6.264.710,00
2	\$1.229.431,00	\$7.932.732,60	\$6.703.301,60
3	\$1.239.951,31	\$8.408.696,56	\$7.168.745,25
4	\$1.250.561,82	\$8.913.218,35	\$7.662.656,53
5	\$1.261.263,44	\$9.448.011,45	\$8.186.748,01
6	\$1.272.057,08	\$10.014.892,14	\$8.742.835,06
7	\$1.282.943,65	\$10.615.785,67	\$9.332.842,02
8	\$1.293.924,08	\$11.252.732,81	\$9.958.808,72
9	\$1.304.999,32	\$11.927.896,77	\$10.622.897,45
10	\$1.316.170,32	\$12.643.570,58	\$11.327.400,26
11	\$1.327.438,02	\$13.402.184,82	\$12.074.746,79
12	\$1.338.803,40	\$14.206.315,90	\$12.867.512,50
13	\$1.350.267,43	\$15.058.694,86	\$13.708.427,42
14	\$1.361.831,11	\$15.962.216,55	\$14.600.385,44
15	\$1.373.495,42	\$16.919.949,54	\$15.546.454,12
16	\$1.385.261,37	\$17.935.146,52	\$16.549.885,14
17	\$1.397.129,99	\$19.011.255,31	\$17.614.125,32
18	\$1.409.102,29	\$20.151.930,62	\$18.742.828,34
19	\$1.421.179,31	\$21.361.046,46	\$19.939.867,15
20	\$1.433.362,10	\$22.642.709,25	\$21.209.347,15
Totales	26.468.172,47	275.292.696,75	248.824.524,28

Inversión Inicial: 92.250.000 €.

Potencia Unitaria: 3,45 MW.

Aerogeneradores: 11.

Potencia del parque: 37,95 MW.

Energía Vertida a red: 80,47 GWh.

Payback: Año 11, a mediados de la vida útil proyectada de las instalaciones.

VAN: 91.936.115,12

TIR: 9 %

Rentabilidad: Cumple, ya que es una TIR positiva y por encima del 3% esperado.

PARQUE EÓLICO VILLA TERESA			
Año	OPEX (€)	Ganancias Brutas (€)	Ganancias Netas (€)
0			
1	\$1.219.000,00	\$10.561.080,00	\$9.342.080,00
2	\$1.229.431,00	\$11.194.744,80	\$9.965.313,80
3	\$1.239.951,31	\$11.866.429,49	\$10.626.478,18
4	\$1.250.561,82	\$12.578.415,26	\$11.327.853,43
5	\$1.261.263,44	\$13.333.120,17	\$12.071.856,73
6	\$1.272.057,08	\$14.133.107,38	\$12.861.050,31
7	\$1.282.943,65	\$14.981.093,83	\$13.698.150,18
8	\$1.293.924,08	\$15.879.959,46	\$14.586.035,37
9	\$1.304.999,32	\$16.832.757,02	\$15.527.757,70
10	\$1.316.170,32	\$17.842.722,44	\$16.526.552,13
11	\$1.327.438,02	\$18.913.285,79	\$17.585.847,77
12	\$1.338.803,40	\$20.048.082,94	\$18.709.279,54
13	\$1.350.267,43	\$21.250.967,91	\$19.900.700,48
14	\$1.361.831,11	\$22.526.025,99	\$21.164.194,88
15	\$1.373.495,42	\$23.877.587,55	\$22.504.092,13
16	\$1.385.261,37	\$25.310.242,80	\$23.924.981,43
17	\$1.397.129,99	\$26.828.857,37	\$25.431.727,38
18	\$1.409.102,29	\$28.438.588,81	\$27.029.486,52
19	\$1.421.179,31	\$30.144.904,14	\$28.723.724,83
20	\$1.433.362,10	\$31.953.598,39	\$30.520.236,29
Totales	26.468.172,47	388.495.571,55	362.027.399,08

Inversión Inicial: 92.250.000 €.

Potencia Unitaria: 3,45 MW.

Aerogeneradores: 11.

Potencia del parque: 37,95 MW.

Energía Vertida a red: 113,56 GWh.

Payback: Año 8, antes de la mitad de la vida útil proyectada de las instalaciones.

VAN: 176.099.686,54

TIR: 14 %

Rentabilidad: Cumple ampliamente, ya que es una TIR positiva y por encima del 3% esperado.

ANEXO 77. ZONAS, POLÍGONOS Y EMPLAZAMIENTOS CON CALIFICACION Y APLICACIÓN DE RANKING DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN

