



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

**“OBTENCIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA DE UN
AEROGENERADOR DE 2MW, MEDIANTE UN MODELO CFD, PARA EL
PRONÓSTICO DE GENERACIÓN”**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**

ING. EMMANUEL RODRÍGUEZ SÁNCHEZ

DIRECTOR(ES):

DRA. LAURA LILIA CASTRO GÓMEZ

DR. GUILLERMO SANTAMARÍA BONFIL

NOMBRE DE LOS SINODALES:

DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN

M.C URIEL IRAM LEZAMA LOPE

DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN

CUERNAVACA, MORELOS

Abril, 2019



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS

Jefatura de Posgrado en Sustentabilidad Energética



"2019, a 100 años del asesinato del General Emiliano Zapata Salazar"

ASUNTO: APROBACIÓN DE TESIS

Cuernavaca, Morelos, a 01 de marzo de 2019.

**C. EMMANUEL RODRÍGUEZ SÁNCHEZ
P R E S E N T E**

Por este conducto le notifico que su tesis de Maestría titulada "OBTENCIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR DE 2MW, MEDIANTE UN MODELO CFD, PARA EL PRONÓSTICO DE GENERACIÓN"

Fue aprobada en su totalidad por el jurado revisor y examinador integrado por los ciudadanos:

NOMBRE	FIRMA
DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN	
DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN	
MTRO. URIEL IRAM LEZAMA LOPE (INEEL)	
DR. GUILLERMO SANTAMARÍA BONFIL (INEEL)	
DRA. LAURA LILIA CASTRO GÓMEZ	

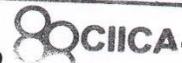
Por consiguiente, se autoriza a editar la presentación definitiva de su trabajo de investigación para culminar en la defensa oral del mismo.

Sin otro particular aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Por una humanidad culta
Una universidad de excelencia

**DR. DIEGO SEURET JIMÉNEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO
EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**



DSJ*MLGE/nmc
Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México. 62209.
Tel. (777) 329 70 00, Ext. 6212 / correo: merle.garcia@uaem.mx



Una universidad de excelencia

RECTORÍA
2017-2023

Resumen

El uso indiscriminado de las fuentes de energías fósiles ha provocado el aumento desmedido de la contaminación, causando afectaciones negativas a la atmósfera por las emisiones contaminantes al entorno en que vivimos, por lo que se busca mitigar estos efectos con la inclusión de energías renovables como la energía eólica.

Este trabajo pretende contribuir a la inclusión de la energía eólica disminuyendo las desventajas que presenta por ser un recurso intermitente, debido a la naturaleza propia del viento.

Se desarrollo un modelo CFD que permite obtener la curva de potencia “viento-generación” de un aerogenerador, y mediante esta curva calculada, aplicar un modelo estadístico como una regresión polinomial y realizar un pronóstico a corto plazo, que nos permita conocer la cantidad de energía eléctrica que estaremos generando, especialmente en parques eólicos nuevos o en parques donde no se cuente con un historial de generación.

Abstract

The indiscriminate use of fossil fuel sources has led to an excessive increase in atmospheric pollution, causing negative effects on the environment due to the polluting emissions in the environment in which we live, which is the reason for seeking to mitigate these effects by means of the inclusion of renewable energies such as wind power.

This work aims to contribute to the inclusion of wind energy by reducing the disadvantages that it presents by being considered an intermittent resource, due to the nature of wind.

A CFD model was developed that allows to obtain the "wind-generation" power curve of a wind turbine, subsequently, use this calculated curve, for apply a statistical model as a polynomial regression and perform a short-term forecast, which allows to know the amount of electrical energy that will be generated, especially in new wind farms or in parks where there is no generation history.

Agradecimientos

Con todo cariño por creer en mí y su apoyo:

M. C. Uriel I. Lezama, por brindarme tu apoyo durante todo el tiempo y darme la oportunidad de desarrollar este tema de tesis.

Dra. Laura Lilia Castro Gómez por creer en mí, por el apoyo incondicional en todo momento, por ser un gran ser humano y excelente investigadora.

Dr. Guillermo Santamaría Bonfil, por tus aportaciones, guía y dirección para este proyecto. Por apoyarme en los momentos difíciles que pase y tus palabras de aliento, te admiro mucho.

Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)** por el apoyo económico mediante el otorgamiento de una beca SENER-CONACYT.

Al **Dr. Juan Carlos García Castrejón** por ser un excelente maestro y persona.

Dedicatoria

Shemá Israel, Adonai Eloeinu, Adonai Ejad: Oye, Israel: Jehová nuestro Dios, Jehová uno es

Te alabaré; porque formidables, maravillosas son tus obras; Estoy maravillado, Y mi alma lo sabe muy bien. No fue encubierto de ti mi cuerpo, Bien que en oculto fui formado, Y entretejido en lo más profundo de la tierra.

Mi embrión vieron tus ojos, y en tu libro estaban escritas todas aquellas cosas Que fueron luego formadas, Sin faltar una de ellas. Cuán preciosos me son, oh Dios, tus pensamientos, cuán grande es la suma de ellos. (Salmo 139:14-17)

Dios Padre, Jesucristo, Espíritu Santo.

A ti que me diste tu vida, tu amor y tu espacio, quien ah dado su vida misma para poder tener alimento, sustento y un hogar. Madre por ti estoy aquí en donde estoy. No tengo palabras para decirte que eres el amor hecho realidad, eres mi corazón.

Te amo Julia Sánchez Hernández

A la memoria de mi padre Enrique Rodríguez Ocampo.

A mis hermanos que amo:

Enrique

Moisés

Marco

A Bolillo.

Índice

Resumen	ii
Abstract.....	iii
Agradecimientos	iv
Dedicatoria.....	v
Índice	vi
Lista de tablas.....	viii
Lista de figuras.....	ix
Lista de gráficas.....	xi
Nomenclatura.....	xii
Capítulo 1	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación.....	8
1.4 Objetivos	9
Capítulo 2	10
2.1 Generalidades de la energía eólica.....	10
2.1.2 Principio de funcionamiento de un aerogenerador	11
2.1.3 Tipos de aerogeneradores	12
2.2 Teoría de aerogeneradores.....	15
2.2.1 Modelo teórico de Betz.....	16
2.2.3 Potencia y torque del rotor	20
2.2.4 Pérdidas en un aerogenerador.....	21
2.2. Curva de potencia	21
2.3 Dinámica de fluidos computacional (CFD)	23
2.3.1 Modelos de turbulencia	24
2.4 Ecuaciones gobernantes del problema	25
2.5 Modelado estadístico: selección del modelo y ajuste a los datos.....	29
Capítulo 3	32
3.1 Geometría	33

3.2 Discretización del modelo.....	37
3.3 Configuración del modelo.....	41
Capítulo 4	44
4.1 Validación de resultados CFD	44
4.2 Simulación a diferentes condiciones de temperatura	52
4.3 Simulación del parque	55
4.4 Regresión polinomial	59
Capítulo 5	67
5.1 Conclusiones.....	67
5.2 Recomendaciones.....	68
Bibliografía.....	69
Apéndices	72
Apéndice A: Metodología para la evaluación del modelo CFD de pronóstico de generación.	72
Anexos.....	74

Lista de tablas

Tabla 3. 1 Información del parque eólico	33
Tabla 3. 2 Características del aerogenerador.....	36
Tabla 3. 3 Elementos de las mallas	39
Tabla 4. 1 Valores de la curva de Potencia Mecánica vs. Potencia eléctrica del fabricante	46
Tabla 4. 2 Valores de potencia eléctrica calculados	48
Tabla 4. 3 Valores de temperaturas considerados.....	53
Tabla 4. 4 Valores de potencia estimados de acuerdo con la temperatura. .	54
Tabla 4. 5 Valores de potencia eléctrica calculados a 4 m/s.	56
Tabla 4. 6 Valores de generación a 4 m/s.	58
Tabla 4. 7 Métrica de los errores.	65
Tabla 4. 8 Normalización del error.	66

Lista de figuras

Figura 1. 1 Clasificación de los métodos de pronóstico	5
Figura 1. 2 Clasificación de los modelos físicos.....	6
Figura 2. 1 Sustentación aerodinámica (ABB, 2012).	11
Figura 2. 2 Aerogenerador a) Eje horizontal b) Eje vertical (Namiranian, 2011).	13
Figura 2. 3 Aerogenerador de eje vertical a) Savonius b) Darrieus c) Híbrido (ABB, 2012)	14
Figura 2. 4 Dirección del viento a) Barlovento b) Sotavento (ABB, 2012).....	14
Figura 2. 5 a) Monopala b) Dos palas c) Tres palas d) Multipala (ABB, 2012)	15
Figura 2. 6 Potencias según el área de barrido (ABB, 2012)	16
Figura 2. 7 Modelo de Betz (Jamieson, 2011)	17
Figura 2. 8 Presión del fluido en un aerogenerador (ABB, 2012).....	17
Figura 2. 9 Máxima potencia teórica extraíble de un aerogenerador (ABB, 2012).....	18
Figura 2. 10 Porcentaje de pérdidas en un aerogenerador (López, 2003)....	21
Figura 2. 11 Curva de potencia (Marčiukaitis, 2017).....	22
Figura 2. 12 Dominio es discretizado (Kessler, 2016). (Namiranian, 2011). .	24
Figura 2. 13 Pronóstico de generación con regresión polinomial (DOF, Manual de Pronósticos, 2017).	30
Figura 3. 1 Metodología	32
Figura 3. 2 Localización del parque La Rumorosa.....	34
Figura 3. 3 Curvas de nivel del terreno.	34
Figura 3. 4 Superficie generada.....	35
Figura 3. 5 Dimensiones del terreno.	35
Figura 3. 6 Modelo real y numérico (GAMESA, G 87- 2 MW, 2008)	36

Figura 3. 7 Parque eólico en ambiente CAD.....	37
Figura 3. 8 Modelo del parque eólico.....	38
Figura 3. 9 Detalles de la malla a) dominio completo, b) Interfases y (c) rotor, góndola y torre.....	41
Figura 3. 10 Dominios en CFX.....	42
Figura 3. 11 Condiciones de frontera en CFX.....	43
Figura 4. 1 Curva de fabricante (GAMESA, Gamesa G87-2.0 MW, 2008). 45	45
Figura 4. 3 Líneas de corriente dominio rotatorio a 4 m/s (vista isométrica). 50	50
Figura 4. 4 Líneas de corriente dominio rotatorio a 4 m/s (vista lateral).....	50
Figura 4. 5 Efecto estela a 4 m/s (vista superior).....	51
Figura 4. 6 Contornos de velocidad en el área de barrido del rotor a 4m/s... 51	51
Figura 4. 7 Geometría base del parque eólico La Rumorosa.....	55
Figura 4. 8 Paredes asignadas como periodicidades.....	56
Figura 4. 9 Vectores de velocidad PER.	57
Figura 4. 10 Pronóstico de generación.	62

Lista de gráficas

Gráfica 4. 1 Gráfica de potencia mecánica obtenida.....	46
Gráfica 4. 2 Curvas de generación.....	49
Gráfica 4. 3 Curvas de Pe estimadas a diferentes temperaturas.	53
Gráfica 4. 4 Regresión polinómica a 5° grados.....	60
Gráfica 4. 5 Regresión polinómica a 25° grados.....	60
Gráfica 4. 6 Regresión polinómica a 38° grados.....	61
Gráfica 4. 7 Generación real vs. pronóstico (primavera).....	62
Gráfica 4. 8 Generación real vs. pronóstico (verano).....	63
Gráfica 4. 9 Generación real vs. pronóstico (otoño).....	63
Gráfica 4. 10 Generación real vs. pronóstico (invierno).	64

Nomenclatura

E_c	Energía cinética [J]
m	Masa [kg]
v	Velocidad [m/s^2]
P_{disp}	Potencia específica disponible [W/m^2]
q	Caudal [m^3/s]
ρ	Densidad [kg/m^3]
\dot{m}	Flujo másico [kg/s]
t	Tiempo [s]
a	Factor de inducción [adimensional]
η	Eficiencia [adimensional]
η_e	Eficiencia eléctrica [adimensional]
η_m	Eficiencia mecánica [adimensional]
R	Radio [m]
P_T	Potencia de salida del aerogenerador [W]
N	Velocidad específica [rpm]
T	Torque [Nm]
ω	Velocidad angular [rad/s]
A	Área [m^2]
P	Potencia [W]
η	Eficiencia [adimensional]
W	Watts [W]
P_e	Potencia eléctrica
Y_{t+1}	Potencia eléctrica calculada del pronóstico [W]
X_t	Velocidad del viento medida [m/s]
β_0	Intercepto

β_n	Coeficientes de regresión
Y_t	Variable dependiente.
μ_t	Valor medio de la serie al tiempo t.
v_t	Error en la observación
MAE	Error absoluto medio
RMSE	Error cuadrático medio

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

En la actualidad se busca garantizar el abastecimiento de energía eléctrica con la mayor participación de energías limpias, para reducir la fuerte dependencia que hay en los combustibles fósiles, quienes han provocado severas afectaciones al medio ambiente como el calentamiento global, por su uso indiscriminado. Es por ello, que surgen grandes retos para lograr la sustentabilidad con nuestro entorno, garantizando el abastecimiento de energía con el menor grado de afectaciones negativas al atmósfera, lo que significa lograr la sostenibilidad con el medio ambiente.

A lo largo de la historia, la producción de la energía eléctrica ha sentado sus bases en la explotación de combustibles fósiles, actualmente el 71.7% corresponde a centrales con tecnologías convencionales (petróleo, carbón, gas y combustibles fósiles), y un 28.3% a tecnologías renovables (eólica, solar, hidroeléctrica, biomasa, etc.) (SENER, 2017).

Debido al uso desmedido de los combustibles fósiles, los cuales han servido como base para impulsar el desarrollo industrial y tecnológico, surge un paradigma energético, ya que estos han producido grandes consecuencias a nuestro medio ambiente, que necesariamente orientan a la humanidad a retomar esfuerzos hacia la llamada producción de energías limpias. Aunado a lo anterior, surge la preocupación por la fuerte contaminación producida al utilizar combustibles fósiles. Países en vía de desarrollo han adoptado un fuerte compromiso para limitar y reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero (COP, 2016).

1.2 Antecedentes

A partir las primeras crisis petroleras en los años 70's, surge el interés por la energía eólica con el enfoque de generar electricidad mediante este tipo de energía limpia. Es a partir de esta etapa donde se considera a la energía eólica como una alternativa potencial para producir energía eléctrica de manera limpia a grandes escalas para el abastecimiento eléctrico en diversas regiones del mundo (DÍEZ, 1993).

A finales del siglo XX, comenzaron a construirse y probar diferentes tipos de aerogeneradores, lo que permitió obtener como resultado un aerogenerador de eje horizontal con rotor de tres palas, en dirección al viento, resultando de todas las tipologías la más adecuada. Esto permitió un desarrollo notable en el área eólica, el cual se caracterizó por el aumento de las dimensiones y potencia de los aerogeneradores. (ABB, 2012)

El viento tiene su origen por la radiación solar que recibe la tierra, donde las capas de aire caliente ascienden dejando hueco libre para las capas de aire frío, provocando el movimiento de las capas de aire, lo anterior producto de los gradientes de presión existentes, de igual forma, surge lo mismo con el gradiente vertical de presión, originando movimientos de forma vertical de las masas de aire en menor magnitud que los horizontales (Amada, 2007).

La energía eólica se utiliza para convertir la energía cinética proveniente del viento en energía mecánica y esta a su vez en energía eléctrica. Esta transformación de energía es mediante equipos conocidos como turbinas eólicas o aerogeneradores. Al conjunto de varios aerogeneradores se le denomina parque eólico. Entonces al considerar la energía eólica como recurso energético, deben considerarse características propias de esta tal como la variación de forma temporal, gran o pequeña escala, superficie y altura.

Entonces teniendo como antecedente que la energía eólica es un recurso intermitente, se pone en desventaja frente a las energías convencionales, ya que al incorporar la generación eólica en los sistemas eléctricos conlleva algunas dificultades inherentes por su naturaleza intermitente, estas fluctuaciones de generación en el sistema eléctrico son absorbidas por otras fuentes de energía convencionales (ciclo combinado, termoeléctrica, hidroeléctrica, carboeléctrica, etc.). Esta variabilidad de la energía eólica que impacta en la operación de los sistemas eléctricos puede ser mitigada con una adecuada planeación de la operación del sistema eléctrico utilizando herramientas que permitan obtener un pronóstico con suficiente exactitud de la disponibilidad y producción de energía, y de esta forma reducir las posibles afectaciones que sufriría la red eléctrica por déficit o sobre generación de los parques eólicos.

Es importante realizar la predicción de la generación eólica en una red eléctrica dado que es una fuente de energía con variación de forma temporal, dada su naturaleza, convirtiéndose en un sistema fluctuante y/o intermitente. Al implementar la predicción, se puede hacer un pronóstico del comportamiento de la producción de energía, permitiendo tomar las medidas pertinentes y contribuir a su competitividad frente a otras fuentes de energía eléctrica ,disminuyendo esta limitación de variabilidad frente a las energías convencionales (ANEMOS, 2007).

Algunos de los beneficios de elaborar un pronóstico de energía eólica, es que permite posicionarla favorablemente frente a otras energías convencionales, reduciendo algún tipo de penalización por sobreestimación o subestimación.

También otros de los motivos por los que beneficia el pronóstico es que la parte operadora del sistema eléctrico o parques eólicos, podrán optimizar la operación y mantenimiento respectivamente de estos, viendo reforzado su

posicionamiento de los parques eólicos en el mercado eléctrico, al disminuir el impacto de los desvíos incurridos (Kariniotakis, 2017) sus previsiones y reguladores del sistema, quedando definido el papel al integrar la energía eólica dentro del sistema eléctrico.

Una vez descritos los beneficios de realizar el pronóstico de energía eólica, es importante mencionar los 2 tipos de modelos en que se clasifica la predicción o pronóstico de energía según (Kariniotakis, 2017). El primer tipo de modelos son los llamados estadísticos o empíricos, proceso que se suele denominar “Downscaling estadístico” o modelización estadística de adaptación de las predicciones a nivel local y la otra opción ampliamente utilizada es el uso de modelos numéricos de mayor resolución que se anidan en los modelos meteorológicos, denominados *Downscaling físico*.

Modelos estadísticos (Downscaling estadístico)

Este tipo de modelos no simulan los procesos físicos explícitamente, como ocurre con los modelos físicos, sino que parametrizan las relaciones existentes entre los pronósticos meteorológicos y las producciones del parque.

Una ventaja de este tipo de modelos, es que requieren un menor coste computacional, al no simular matemáticamente los complejos fenómenos físicos que influyen en el pronóstico.

Modelos físicos (Downscaling físico)

Estos modelos consisten en utilizar algunos de los modelos físicos, los cuales se alimentarán a través de los resultados del modelo de predicción numérica meteorológica (conocidos como modelos NWP por sus siglas en inglés), ejecutándose para dar predicciones con una mayor resolución espacial.

Una vez identificados los dos tipos de modelos utilizados para la predicción, se resalta que el presente trabajo entra en la clasificación de un modelo físico, por realizar la simulación numérica de los fenómenos físicos, considerando que, con este tipo de modelo, se presenta una situación más apegada a la realidad.

En la siguiente figura se resume esquemáticamente la clasificación de los métodos de pronóstico:

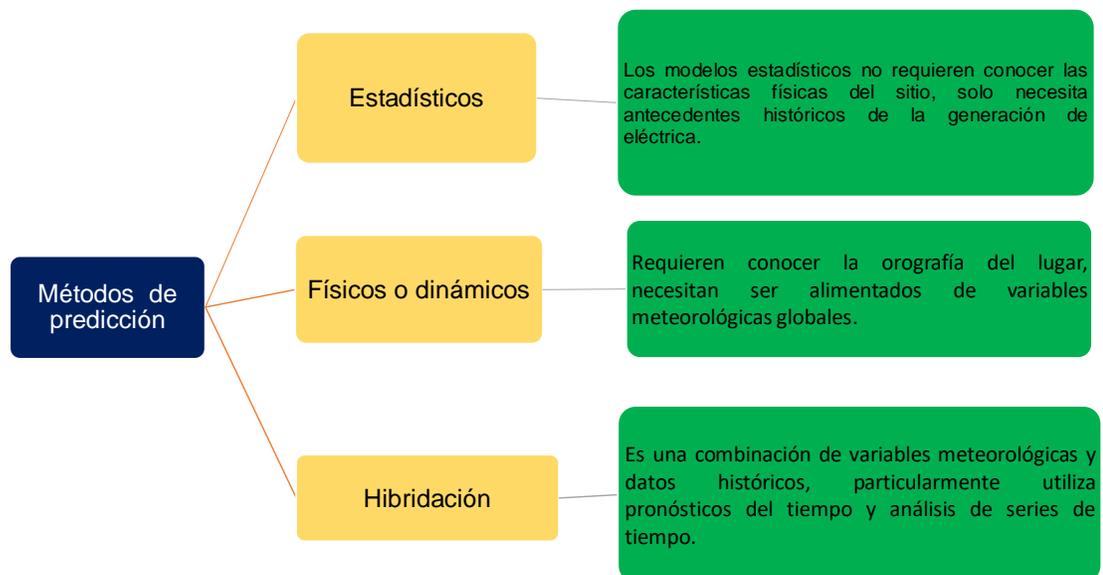


Figura 1. 1 Clasificación de los métodos de pronóstico

Los modelos físicos tienen una clasificación según su dimensión (Giebel, 2006). El primero es el modelo climático (comprende entre 50 -100 km), modelo global (20 -50 km), mesoescala (2 -20 km) y microescala (500 m -2 km). Dicha clasificación de los modelos físicos se muestra en la figura 1.2.

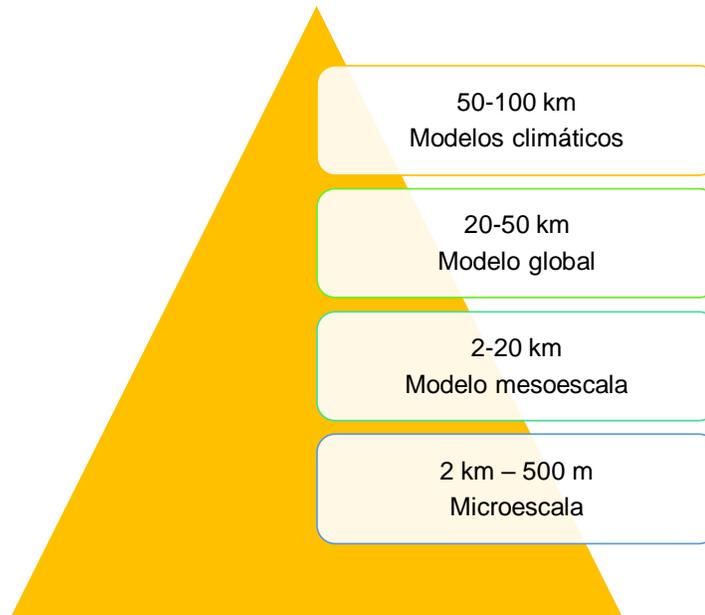


Figura 1. 2 Clasificación de los modelos físicos.

Este trabajo está clasificado como un modelo de microescala.

El Centro Nacional de Energías Renovables de España (CENER), es de los pioneros en llevar a cabo simulaciones con el modelo MM5 en conjunción con un modelo de dinámica de fluidos (CFD) con el objeto de aumentar la resolución de las predicciones. Los modelos computarizados de dinámica de fluidos (CFD) son un tipo de modelos que no requieren de muchas parametrizaciones, ya que permiten resolver las ecuaciones completas del movimiento para dominios pequeños (ANEMOS, 2007).

El viento local se ve fuertemente afectado por la topografía y la rugosidad del terreno (AL-DEEN, 2006). Por lo tanto, en lugares donde no se cuenta con medición en sitio, se recomienda ampliamente el downscaling (modelado) del viento usando un modelo de mesoescala o un modelo de microescala basado en CFD.

En este caso, los modelos de mesoescala y microescala basados en CFD, se aplican a datos de predicción meteorológica numérica a escala reducida. Donde se utilizó una resolución espacial de 10 m, con lo que se logra obtener en cuenta el efecto del terreno local.

Con la implementación de un modelo CFD disminuye el error cuadrático medio (RMSE) en la predicción de la energía eólica, debido a que se consideran factores físicos que no son tomados en cuenta en un modelo estadístico o modelos físicos de gran escala, como son los modelos climáticos y globales (Yamaguchi, 2006).

El presente trabajo se desarrolló usando un modelo físico que utiliza la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD), para obtener como resultado la curva “*viento-generación*” de un aerogenerador comercial. Obtiene del modelo CFD la curva de potencia mecánica, posteriormente ajusta la curva con un factor de pérdidas (mecánicas y eléctricas), finalmente se utiliza una regresión polinomial para obtener el pronóstico de generación eólica. La idea de este trabajo es establecer una metodología que permita conocer el pronóstico de generación en la creación de nuevos parques eólicos, donde no se tiene el historial de la energía producida.

1.3 Justificación

Debido a la variabilidad del viento, la convierte en una fuente de energía intermitente comparada con las fuentes de energías convencionales, es por ello por lo que de acuerdo con las Bases del mercado Eléctrico, publicadas el 08/09/2015 en el Diario Oficial de la Federación en el numeral 9.10 (DOF, Bases del Mercado Eléctrico, 2015), Se establece que en la primera etapa el CENACE se encargara del cálculo de pronósticos de generación y demanda en diversos horizontes que van desde el corto plazo que puede ser desde minutos a horas, hasta el largo plazo que puede ser de hasta 30 años.

Posteriormente las empresas generadoras serán las encargadas de proporcionar sus pronósticos de generación eléctrica.

La contribución de este trabajo consiste en el desarrollo de un modelo físico utilizando Dinámica de Fluidos Computacional (CFD por sus siglas en inglés) y obtener la curva “viento-generación”, que a su vez nos permita por medio de un método estadístico (regresión polinomial), obtener el pronóstico de generación eléctrica. Cabe aclarar que una vez obtenida la curva viento-generación, el pronóstico de las variables meteorológicas utilizadas para el cálculo de la producción de energía eléctrica en un parque, deberá ser provista por alguna otra fuente de pronóstico usando técnicas de Mesoescala (e.g. WRF Weather Research and Forecasting (NCAR, 2018).

1.4 Objetivos

General

Establecer la metodología para el pronóstico de la generación eólica, mediante el uso de la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD). Obteniendo la curva “*Viento-Generación*”, y mediante una regresión polinomial realizar el pronóstico de la **potencia generada**.

Específicos

- Desarrollar el modelo del parque eólico en ambiente computacional utilizando un software de CAD.
- Realizar la división del parque eólico en diferentes dominios para su estudio individual y posteriormente el análisis colectivo.
- Realizar simulaciones numéricas estacionarias de los diferentes dominios en condiciones de operación estables y validar los resultados de variables de interés, con los datos medidos experimentalmente.
- Realizar simulaciones numéricas de escenarios típicos de variables climatológicas y operativas en el parque eólico.
- *Realizar un análisis estadístico de resultados mediante la regresión polinomial.*
- Obtención del modelo de generación en el parque eólico, teniendo como entrada las condiciones climatológicas.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Generalidades de la energía eólica

El viento es un fenómeno que se presenta en casi todo el planeta tierra con intensidad y regularidad variable, siendo algunos lugares más aptos que otros para efectos de la instalación de un parque eólico. Para poder aprovechar de la mejor manera la energía eólica, deben considerarse las variaciones que presenta la velocidad del viento entre diferentes zonas; Este cambio se presenta en lugares que apenas distan unos kilómetros entre sí, los cuales están sujetos a condiciones de viento muy dispares.

La generación de energía eléctrica utilizando como fuente la energía eólica, dependerá por completo de la velocidad con que incida el viento que sople perpendicular al plano de giro de las aspas de la turbina; sin embargo, ésta es una variable estocástica dependiente de muchos factores tales como la presión, temperatura, densidad del aire, entre otras. Una de las características de la velocidad del viento, es que puede cambiar rápidamente en cuestión de días, horas o minutos, según las condiciones meteorológicas ya mencionadas.

Una característica importante del viento son las turbulencias, estas determinan la variación de la fuerza que ejerce el viento sobre la turbina, incrementando el desgaste, teniendo como efecto el acortamiento de su vida útil. Cabe destacar que, en zonas de tierra el nivel de turbulencias oscila entre un 15% y 20%, mientras que en mar abierto el valor puede abarcar entre 10% y 14% (ABB, 2012).

2.1.2 Principio de funcionamiento de un aerogenerador

Los aerogeneradores son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica para luego ser convertirla en energía eléctrica. Por lo que la producción de energía del aerogenerador dependerá de la interacción entre el rotor y el viento que incide sobre este.

En el desempeño de un aerogenerador, su potencia de salida o cargas aerodinámicas, estarán determinadas por las fuerzas aerodinámicas producidas por el propio viento, dichas fuerzas son de resistencia o sustentación, dependiendo de cual fuerza sea utilizada como fuerza motriz.

Debido a que el viento circula por ambos lados de la pala, la cual contiene perfiles aerodinámicos geométricos distintos, se crea un área de depresión en el lado superior, respecto a la presión en el lado inferior (Canales, 2017). La diferencia de presión producida generará una fuerza que se denomina “fuerza de sustentación aerodinámica”, la cual actuará sobre la superficie de la pala, de manera análoga de lo que sucede en las alas de un avión (Figura 2.1)

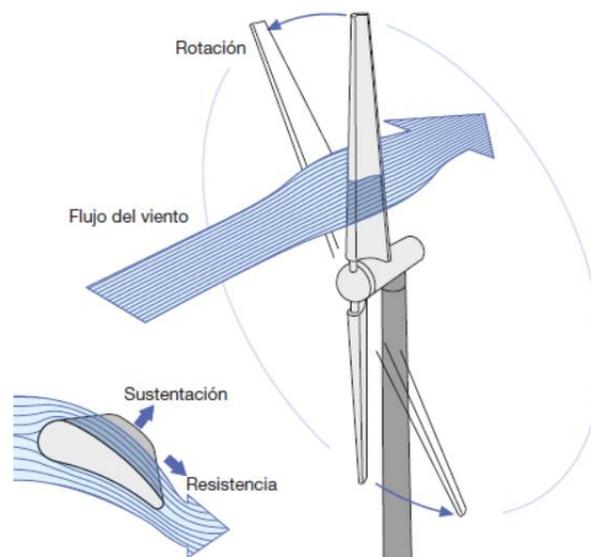


Figura 2. 1 Sustentación aerodinámica (ABB, 2012).

La fuerza de sustentación en un aerogenerador produce una rotación de las palas sobre el eje, produciendo de igual forma una fuerza de resistencia opositora al movimiento perpendicular a la fuerza de sustentación. En un aerogenerador que es diseñado de manera correcta, debe haber una relación entre la sustentación y la resistencia grande dentro del rango de operación en condiciones normales.

Para que un aerogenerador comience a generar electricidad, necesita una velocidad de viento mínima denominada velocidad de conexión (cut-in) entre 3 y 5 m/s, normalmente en los aerogeneradores comerciales entre los 12 y 14 m/s, obtienen su potencia nominal y en velocidades superiores a 25 m/s, sufrirá una desconexión (cut-off) de la red, para salvaguardar la turbina actúa el sistema de bloqueo a través de los frenos mecánicos que detienen el rotor o mediante la inclinación de las palas en modo bandera, quedando el borde de ataque de cara viento.

2.1.3 Tipos de aerogeneradores

En la actualidad los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias según su construcción, dependiendo del eje de rotación de las palas del rotor (Ver figura 2.3).

- Aerogeneradores de eje vertical VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).
- Aerogeneradores de eje horizontal HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

En los últimos años, la mayoría de los aerogeneradores comerciales son los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), que tienen su eje de rotación horizontal al suelo y paralelo al flujo del viento. Este tipo de turbinas tienen algunas ventajas notables tales como la baja velocidad del viento, la potencia de salida es mayor que los aerogeneradores de eje vertical, debido a un mejor coeficiente de potencia.

Sin embargo, el generador junto con la caja de engranajes en estas turbinas, deben ubicarse sobre la torre, lo que hace que su diseño sea más complejo y costoso (Namiranian, 2011).

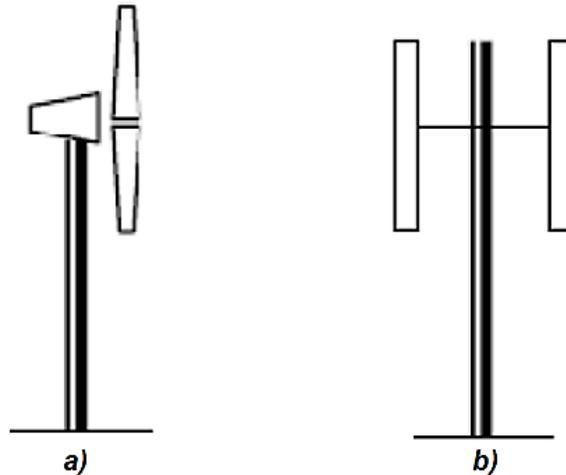


Figura 2. 2 Aerogenerador a) Eje horizontal b) Eje vertical (Namiranian, 2011).

2.1.3.1 Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores VAWT (Figura 2.3), se subdividen en:

- Aerogenerador tipo Savonius: Se denomina aerogenerador de resistencia, ya que el par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) de las superficies verticales.
- Aerogenerador tipo Darrieus: Es un aerogenerador de sustentación, ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala y, por tanto, un par en el eje de rotación
- Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius: Es un aerogenerador híbrido, el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius, situado en el interior del aerogenerador Darrieus.

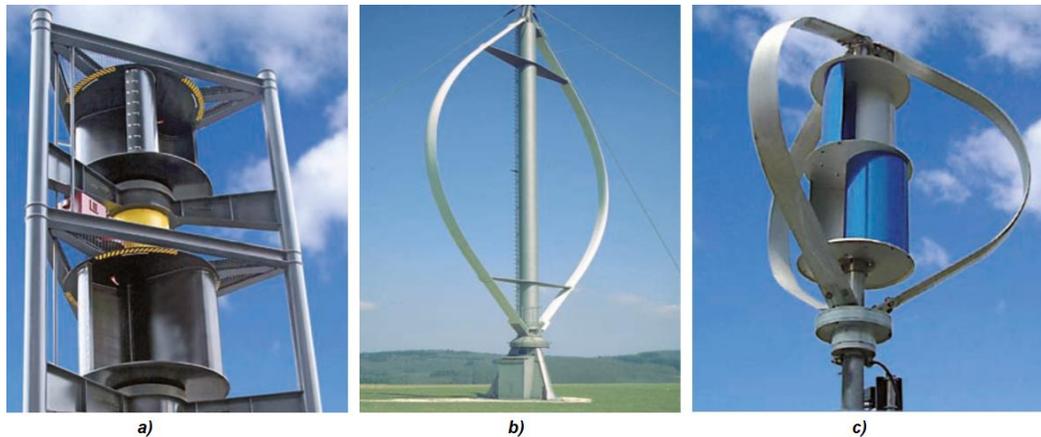


Figura 2. 3 Aerogenerador de eje vertical a) Savonius b) Darrieus c) Híbrido (ABB, 2012)

2.1.3.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal se pueden catalogar según la dirección del viento (Figura 2.4):

- Barlovento: El aerogenerador se ubica de cara al viento, obteniendo mayor eficiencia.
- Sotavento: El aerogenerador se ubica de espaldas al viento, teniendo menor eficiencia, además de no alinearse automáticamente con relación al viento, necesitando implementar un sistema de orientación.

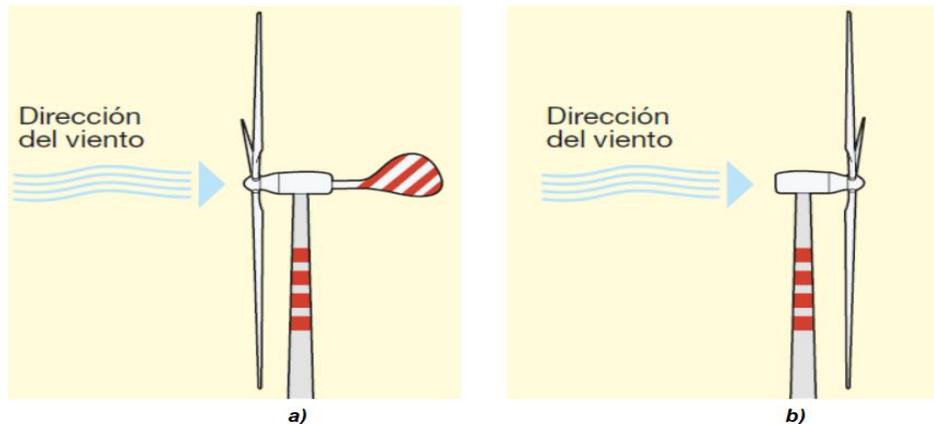


Figura 2. 4 Dirección del viento a) Barlovento b) Sotavento (ABB, 2012)

También pueden clasificarse por el número de palas o álabes: a) Una pala con su contrapeso, b) Dos palas o c) El modelo más generalizado que es de tres palas (figura 2.5).

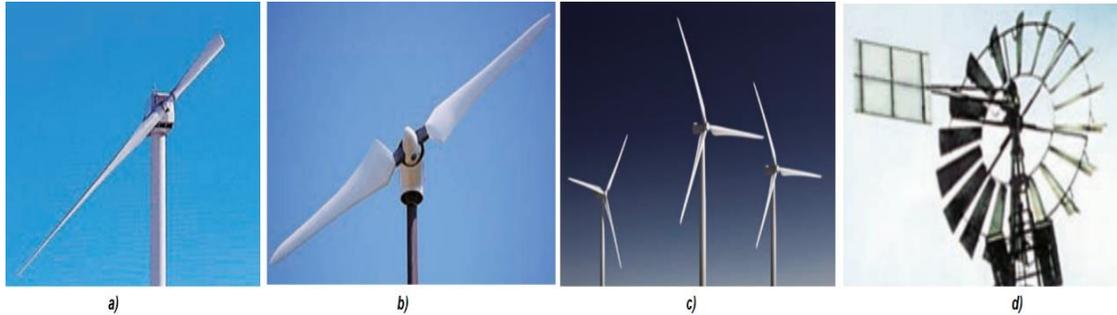


Figura 2. 5 a) Monopala b) Dos palas c) Tres palas d) Multipala (ABB, 2012)

2.2 Teoría de aerogeneradores

La potencia eléctrica de un aerogenerador dependerá de cómo interactúan las palas y el viento que incide sobre estas, convirtiendo la energía cinética en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. La energía cinética E_c de una masa de aire m que se mueve a una velocidad v_1 constante, está dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \quad (2.1)$$

Por tanto, la potencia específica disponible P_{disp} para una masa de aire que contiene un caudal $q = \frac{dm}{dt}$ es:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_1^2 \quad (2.2)$$

El caudal también se puede expresar según la fórmula:

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_1 \quad (2.3)$$

denominada ecuación de continuidad, de donde la potencia específica disponible es igual a:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2.4)$$

En donde podemos observar como la P_{disp} varía con el cubo de la velocidad del viento v_1 , tomando una densidad estándar del aire al nivel del mar = 1.225 kg/m³. En la figura, se aprecia como al aumentar el área de barrido de un aerogenerador, aumenta la capacidad de la potencia disponible. (Jamieson, 2011).

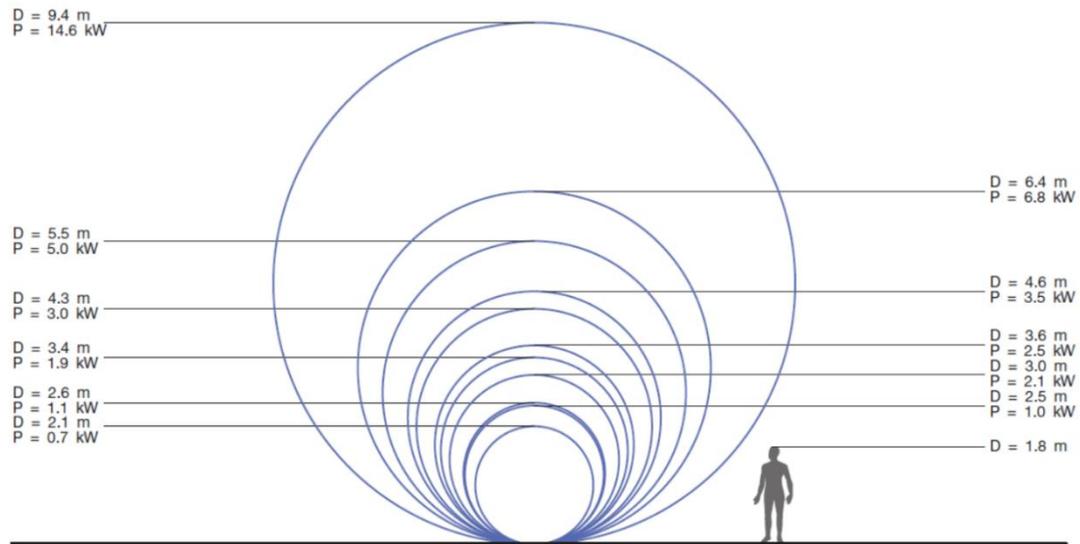


Figura 2. 6 Potencias según el área de barrido (ABB, 2012) .

2.2.1 Modelo teórico de Betz

Albert Betz desarrollo un modelo que permite determinar la potencia que puede extraer un aerogenerador, quien señala que cuanto mayor sea la energía cinética que la turbina consiga extraer del viento, menor será la velocidad a la salida, provocando un desaceleramiento entre cero y el valor original a la entrada.

Entonces, dado que el caudal de aire y la densidad son considerados constantes, de la ecuación (2.3), podemos apreciar la reducción de la velocidad de entrada y la salida del tubo de flujo, resultando un incremento de la sección del tubo de flujo (figura 2.7) (DÍEZ, 1993).

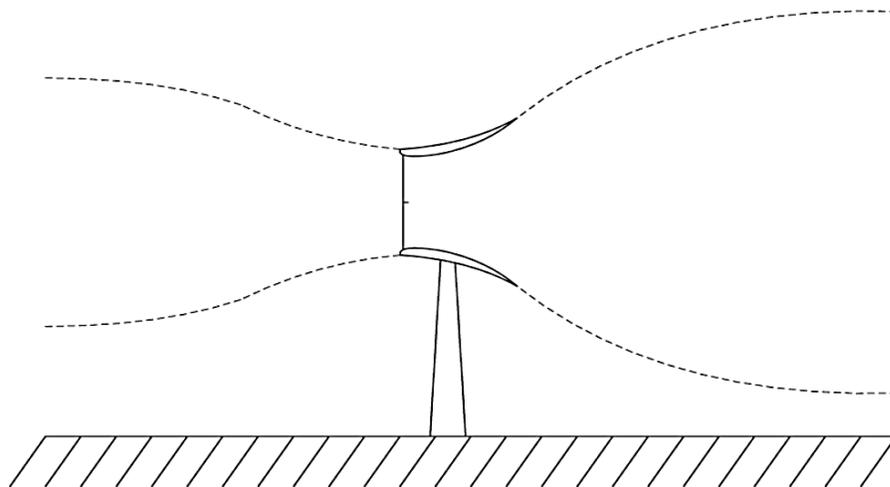


Figura 2. 7 Modelo de Betz (Jamieson, 2011)

Considerando que hay una presión atmosférica a la entrada del tubo de flujo, el decremento gradual de la velocidad del viento a lo largo del tubo de flujo, se supondrá un incremento de la presión (sin producción de trabajo), disminuyendo considerablemente en el área de barrido (disco), y posteriormente habrá de nuevo un incremento de presión hasta alcanzar la presión atmosférica a la salida del tubo (figura 2.8).

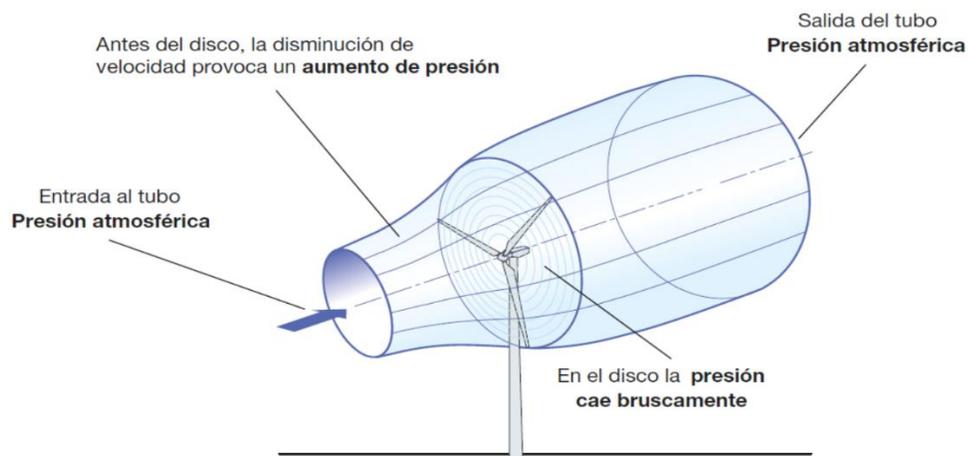


Figura 2. 8 Presión del fluido en un aerogenerador (ABB, 2012).

La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente (Betz, 1919) (Pizaña, 2015).

En la figura 2.9, podemos apreciar el coeficiente de potencia C_p crece primero con el factor de inducción axial “a”, hasta alcanzar el máximo en “a = 1/3”, disminuyendo hasta “a = 1/2”, donde la velocidad de salida se iguala a cero. La parte correspondiente a “a > 1/2” no tiene sentido físico, pues implicaría una velocidad negativa en la sección de salida.

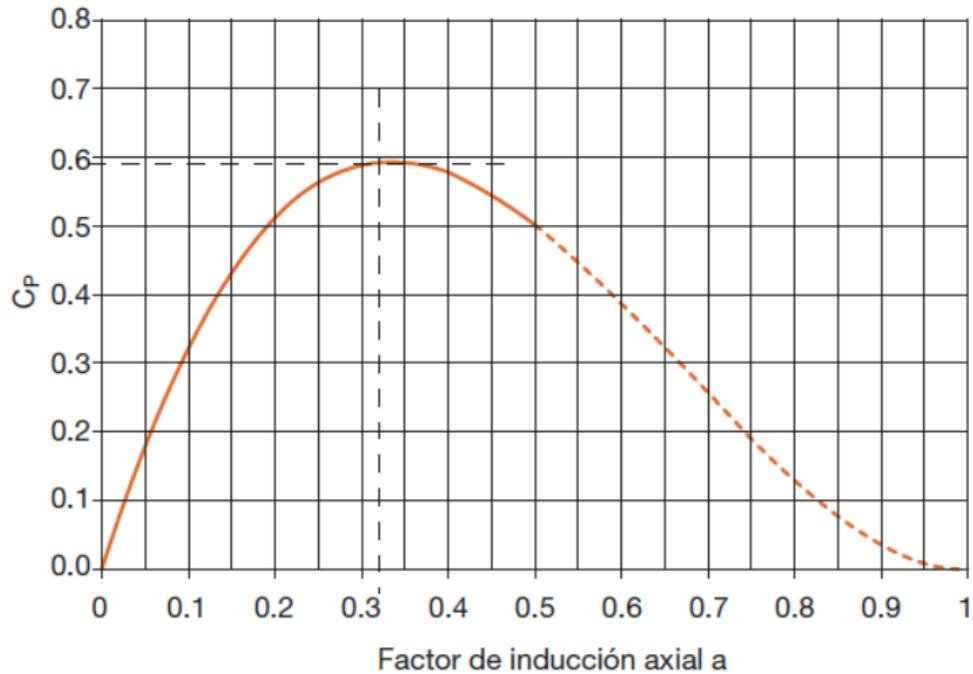


Figura 2. 9 Máxima potencia teórica extraíble de un aerogenerador (ABB, 2012).

Es importante destacar que, en la práctica, hay tres efectos que disminuyen el coeficiente máximo de potencia alcanzable:

1. La rotación de la estela detrás del rotor.
2. El número finito de palas.
3. La resistencia aerodinámica no nula.

Actualmente con los aerogeneradores que existen, se ha logrado conseguir valores del coeficiente de potencia $C_p \cong 0.5$, el cual no se encuentra tan alejado del valor teórico de Betz. Para calcular la potencia que extrae un aerogenerador en función del coeficiente de potencia C_p y la potencia disponible del viento está dada por la siguiente ecuación:

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2.6)$$

Y la potencia eléctrica generada, se podrá calcular a partir de:

$$P_e = \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2.7)$$

Finalmente la potencia que proporciona un aerogenerador de acuerdo con la ecuación (2.6), puede sufrir ciertas reducciones ocasionadas por efectos ajenos a la propia turbina, estos efectos se mencionan a continuación (Jamieson, 2011) (ABB, 2012):

- Altitud debida a la variación de presión, tomando como densidad de referencia estándar la que hay al nivel del mar a 15 °C la densidad disminuye con la altura a razón de casi el 1% por cada 100 m de altura.
- Altitud debida a la temperatura, al aumentar la temperatura del emplazamiento de la instalación, la densidad disminuye alrededor del 3% con cada incremento de 10 °C.
- Efecto estela, producido en los parques eólicos debido a la interferencia aerodinámica entre los distintos aerogeneradores.
- Congelación o suciedad en las palas, reduciendo su eficiencia aerodinámica.

2.2.3 Potencia y torque del rotor

Un aerogenerador no puede obtener toda la energía viento cuando pasa a través del rotor, lo que significa que algunas partes de la energía cinética del viento se transfieren al rotor y el resto de la energía sale del rotor. Por lo tanto, la cantidad de energía captada se convierte en potencia mecánica. Esta capacidad del rotor para aprovechar se conoce como la eficiencia que se denomina coeficiente de potencia C_p . El coeficiente de potencia del rotor se puede explicar como la relación entre la potencia de salida del rotor y la potencia de entrada del viento (Schaffarczyk, 2014), que teóricamente está definida por la Ec. 2.8

$$C_p = \frac{2 \cdot P_T}{\rho \cdot A \cdot v^3} \quad (2.8)$$

El coeficiente de potencia de un aerogenerador se basa en factores, tales como el perfil de las palas del rotor, el arreglo y el ajuste de la pala. Para encontrar el par del rotor, necesitamos definir la fuerza de empuje por el rotor que se puede expresar como:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 \quad (2.9)$$

Para el análisis que el rotor produce (par o momento de fuerza), se utiliza la ecuación (Schaffarczyk, 2014):

$$T = \frac{P}{\omega} \quad (2.10)$$

Otro factor significativo descrito en la ecuación 2.11, es la relación entre la velocidad de la punta del rotor y la velocidad del viento, denominada proporción de la velocidad de punta (Namiranian, 2011):

$$\lambda = \frac{1}{2} = \frac{V_{punta}}{V_{viento}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot N \cdot R}{V_{viento}} \quad (2.11)$$

2.2.4 Pérdidas en un aerogenerador

Los aerogeneradores presentan pérdidas en varias formas, sin embargo, de la figura 2.10, vemos que el porcentaje de las pérdidas (mecánicas y eléctricas) en conjunto suman aproximadamente el 17% (López, 2003). Este porcentaje será considerado como un factor de pérdidas, considerado en el valor de potencia mecánica obtenida. En la figura 2.10 se muestran las diferentes pérdidas en un aerogenerador.

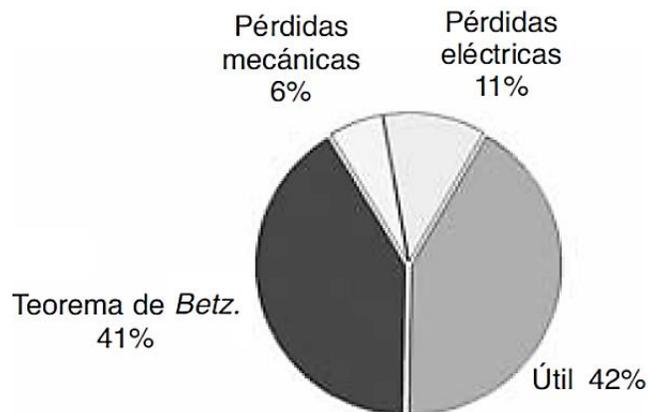


Figura 2. 10 Porcentaje de pérdidas en un aerogenerador (López, 2003)

2.2. Curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador representa la potencia eléctrica teóricamente producida por el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Estas curvas son proporcionadas por el productor del aerogenerador, por lo que no siempre se contara con los valores precisos de generación para los valores de velocidad de viento.

Las curvas de potencia están basadas en mediciones de laboratorio o de zonas de experimentación con una baja intensidad de turbulencias, además con dirección de cara al viento, incidiendo directamente hacia la parte delantera de la turbina.

En algunos casos cuando hay turbulencias locales debido al terrenos complejos, por ejemplo, cuando los aerogeneradores se sitúan en una pendiente rugosa, o desniveles del terreno, puede implicar que ráfagas de viento, golpeen al rotor desde distintas direcciones. En estos casos, será complejo reproducir exactamente la curva de potencia en una localización cualquiera dada (eólica, 2003). Se muestra un ejemplo de la curva de potencia en la Fig. 2.11.

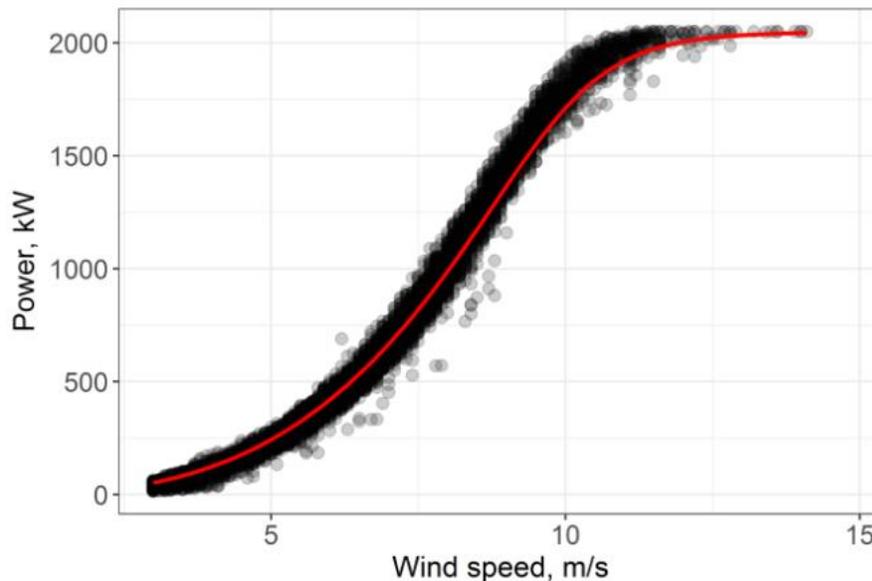


Figura 2. 11 Curva de potencia (Marčiukaitis, 2017)

El concepto de curva de potencia de la turbina eólica se puede utilizar para modelar el rendimiento de una turbina eólica teniendo en cuenta la dependencia de la potencia generada en la velocidad del viento. El grupo de modelos paramétricos se usa ampliamente (e.g. regresión polinómica, funciones de n-parámetros, exponencial, etc.); El motivo principal de la aplicación de dichos modelos para este tipo de datos es la forma de la curva y la aplicación de un análisis de regresión bastante simple (Kariniotakis, 2017).

Las curvas de viento-generación proporcionadas por los fabricantes, son modelos ideales de operación de los equipos, bajo condiciones muy específicas de temperatura y en condiciones de baja turbulencia.

El desempeño de un aerogenerador varía de acuerdo con diferentes variables como temperatura, densidad del aire, configuración de los aerogeneradores en el parque, rugosidad del terreno y otras que son posible modelar con técnicas de modelación física como CFD que se describirán a continuación.

2.3 Dinámica de fluidos computacional (CFD)

La Dinámica de Fluidos Computacional (del inglés Computational Fluid Dynamics) utiliza el análisis numérico y las estructuras de datos para resolver y analizar los problemas que involucran flujos de fluidos, transferencia de calor entre otros que se utilizan para realizar los cálculos necesarios para simular la interacción de líquidos y gases con superficies definidas por condiciones de contorno (Milne Thomson). El análisis CFD tiene su origen a raíz de combinar el cálculo numérico y la mecánica de fluidos. Las ecuaciones que rigen el flujo de fluido tienen su origen en la mecánica de fluidos y pueden ser resueltas por medio de diferentes métodos numéricos que es necesario resolver por medio de algún método de discretización. (Kessler, 2016).

Las ecuaciones especializadas en el estudio del movimiento de fluidos son ecuaciones diferenciales no lineales. El paso de las ecuaciones diferenciales a sus equivalentes ecuaciones lineales constituye un nivel de aproximación y recibe el nombre de discretización de las ecuaciones. Existen varios métodos de discretización, algunos de ellos son el método de las diferencias finitas, el método de los elementos finitos y el método de los volúmenes finitos, siendo este último el más utilizado en Dinámica de Fluidos Computacional, donde se tiene un conjunto de volúmenes de control que son utilizados para representar un dominio, como se aprecia en la figura 2.12.

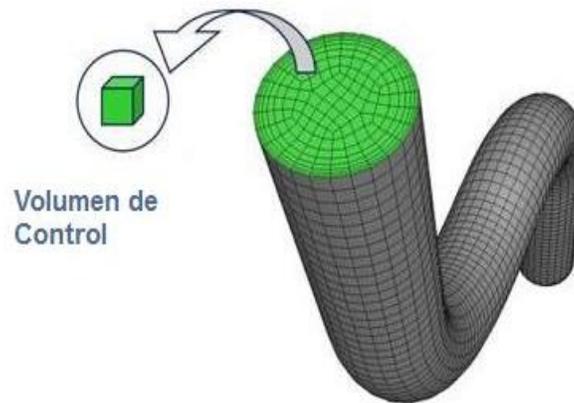


Figura 2. 12 Dominio es discretizado (Kessler, 2016). (Namiranian, 2011).

2.3.1 Modelos de turbulencia

Al emplear la dinámica de fluidos computacional (CFD), se hace uso de modelos de turbulencia, pero es importante mencionar que existen distintos modelos. Cada modelo cumple una determinada función y eso dependerá del objetivo de la simulación, cabe destacar que en cualquier predicción utilizando CFD, se espera que los resultados sean aproximados. Debido a que muchos flujos son muy complejos, y no sólo son turbulentos, sino también tienen fronteras irregulares y complejas, (Sparlat, 2000)

Los modelos de turbulencia se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- RANS – Reynolds Averaged Navier-Stokes
- DES (Híbrido) – Detached Eddy Simulation
- LES – Large Eddy Simulation

Los modelos más usados son los RANS, debido a que estos son los modelos de turbulencia que requieren menor costo computacional en comparación con los modelos DES y LES, además de ser los primeros modelos en desarrollarse.

Dentro de los modelos RANS podemos encontrar k-epsilon, k-Omega, SST, SAS SST, etc. Los modelos DES son un híbrido entre los modelos RANS y

LES, estos modelos tienen una mejor precisión que los modelos RANS y por ello el costo computacional aumenta. Los modelos LES, son modelos de gran escala y ellos muestran mayor detalle de los vórtices, estos modelos toman un mayor tiempo en su resolución en comparación a los modelos DES, (Solorio, 2014).

En el caso de una turbina de eje horizontal (HAWT por sus siglas en inglés Horizontal-Axis Wind Turbine), la simulación del flujo complejo en una estela de turbina eólica es un problema desafiante. Hasta la fecha, gran parte de la investigación se ha visto inhibida por el tiempo y los costos computacionales asociados con el modelado de turbulencia. Además, la mayoría de las investigaciones numéricas se centran en el rendimiento de la turbina, por lo tanto, no es objeto de estudio estudiar el efecto estela y se descuida por completo este fenómeno en una turbina eólica de eje horizontal (HAWT), (O'Brien, 2018)

El modelo de turbulencia recomendado para una turbina eólica es el SST $k - \omega$ (O'Brien, 2018), donde se considera la velocidad de la estela para determinar si los modelos de bajo orden pueden predecir con exactitud la magnitud y la distribución de los valores de velocidad y turbulencia en la estela cercana de un modelo HAWT.

2.4 Ecuaciones gobernantes del problema

La dinámica de fluidos computacional, se basan en tres principios físicos fundamentales: conservación de masas, Momentum y conservación de energía.

2.4.1 Conservación de masa

La conservación de masa significa que la razón del flujo de masa en un elemento fluido (volumen) es igual a la razón del aumento de masa en el elemento fluido (volumen) (VERSTEEG, 1995), por lo tanto, para un fluido compresible:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (2.12)$$

donde ρ es la densidad del fluido y \mathbf{u} es el vector de velocidad en coordenadas cartesianas.

Y la densidad del fluido incompresible como líquido, es constante $\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0$, entonces:

$$\text{div } \mathbf{u} = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (2.13)$$

donde u , v y w son los componentes de velocidad de \mathbf{u} .

2.4.2 Momentum

La segunda ley de Newton declara que la razón de cambio de momento es igual a la suma de fuerzas en las partículas de fluido. Las fuerzas se pueden dividir en fuerzas superficiales, como términos separados (VERSTEEG, 1995).

Luego, las ecuaciones de impulso en tres direcciones se pueden obtener considerando en términos de las presiones sobre un volumen de control. Por lo tanto, la ecuación del momento en las componentes x , y y z es igual a:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho u \mathbf{u}) = \frac{\partial(-p + \zeta_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial \zeta_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \zeta_{zx}}{\partial z} + S_{Mx} \quad (2.14a)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho v \mathbf{u}) = \frac{\partial \zeta_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial(-p + \zeta_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial \zeta_{zy}}{\partial z} + S_{My} \quad (2.14b)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \text{div}(\rho w \mathbf{u}) = \frac{\partial \zeta_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \zeta_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial(-p + \zeta_{zz})}{\partial z} + S_{Mz} \quad (2.14c)$$

donde S_{Mx} , S_{My} y S_{Mz} son fuerzas del cuerpo, por ejemplo, el valor de las fuerzas del cuerpo debido a la gravedad será $S_{Mx}=0$, $S_{My}=0$ y $S_{Mz}=-\rho g$. Los componentes se obtienen mediante las ecuaciones de Navier-Stokes.

2.4.3 Ecuación de la energía

La ecuación de energía se obtiene mediante la primera ley de la termodinámica que describe que la razón de cambio de energía de una partícula de fluido es igual a la tasa de adición de calor a la partícula de fluido más la razón de trabajo realizado sobre la partícula. Por lo tanto, la ecuación de energía es igual a:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho i)}{\partial t} + \text{div}(\rho i \mathbf{u}) = & -p \text{div } \mathbf{u} + \text{div}(\mathbf{k} \text{ grad } \mathbf{T}) + \zeta_{xx} \frac{\partial u}{\partial x} + \zeta_{yx} \frac{\partial u}{\partial y} + \zeta_{zx} \frac{\partial u}{\partial z} \\ & + \zeta_{xy} \frac{\partial v}{\partial x} + \zeta_{yy} \frac{\partial v}{\partial y} + \zeta_{zy} \frac{\partial v}{\partial z} + \zeta_{xz} \frac{\partial w}{\partial x} + \zeta_{yz} \frac{\partial w}{\partial y} + \zeta_{zz} \frac{\partial w}{\partial z} + S_i \end{aligned} \quad (2.15)$$

donde i es la energía interna, \mathbf{T} es la temperatura, \mathbf{k} es la conductividad térmica, p es la presión, u , v y w son los componentes de velocidad de \mathbf{u} y S_i es un nuevo término $S_i = \mathbf{S}_e \cdot \mathbf{u} S_k$ que \mathbf{S}_e , es una fuente de energía y S_k es una fuente de energía mecánica (cinética). Por lo tanto, la ecuación de la energía para fluidos compresibles será:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho h_0)}{\partial t} + \text{div}(\rho h_0 \mathbf{u}) = & \text{div}(\mathbf{k} \text{ grad } \mathbf{T}) + \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial(u \zeta_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial(u \zeta_{yx})}{\partial y} + \frac{\partial(u \zeta_{zx})}{\partial z} + \\ & \frac{\partial(v \zeta_{xy})}{\partial x} + \frac{\partial(v \zeta_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial(v \zeta_{zy})}{\partial z} + \frac{\partial(w \zeta_{xz})}{\partial x} + \frac{\partial(w \zeta_{yz})}{\partial y} + \frac{\partial(w \zeta_{zz})}{\partial z} + S_h \end{aligned} \quad (2.16)$$

donde h_0 es la entalpía total específica y s_0 es una fuente de energía de entalpía.

2.4.4 Ecuaciones de Navier-Stokes

Los componentes de la tensión viscosa (ζ_{ij}), se mantienen en las ecuaciones anteriores. Estos valores se pueden obtener presentando el modelo adecuado que se representa como funciones de la razón de deformación local para la mayoría de los flujos de un fluido. La razón local de deformación se compone de la razón de deformación lineal y la razón de deformación volumétrica en flujos tridimensionales (VERSTEEG, 1995).

La ley de viscosidad de Newton para flujos compresibles está compuesta de dos viscosidades constantes, viscosidad dinámica, que está relacionada con deformaciones lineales y la segunda viscosidad, que está relacionada con la deformación volumétrica. Por lo tanto, los seis componentes de tensión viscosa son constantes y tres de ellos son variables. Estos componentes se explican como:

$$\begin{aligned} \zeta_{xx} &= 2\mu \frac{\partial u}{\partial x} + \lambda \operatorname{div} \mathbf{u}, \zeta_{yy} = 2\mu \frac{\partial v}{\partial y} + \lambda \operatorname{div} \mathbf{u}, \zeta_{zz} = 2\mu \frac{\partial w}{\partial z} + \lambda \operatorname{div} \mathbf{u} \\ \zeta_{xy} &= \zeta_{yx} = \mu \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right), \quad \zeta_{xz} = \zeta_{zx} = \mu \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \\ \zeta_{yz} &= \zeta_{zy} = \mu \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \end{aligned} \quad (2.17)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.17 a las ecuaciones 2.14a, b, c ; Obtenemos las Ecuaciones de Navier-Stokes:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho u \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} u) + S_{Mx} \quad (2.18a)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho v \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} v) + S_{My} \quad (2.18b)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho w \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \operatorname{div}(\mu \operatorname{grad} w) + S_{Mz} \quad (2.18c)$$

2.5 Modelado estadístico: selección del modelo y ajuste a los datos

La selección del modelo estadístico que mejor se ajuste a los datos obtenidos de la curva de potencia calculada mediante el modelo CFD, con la finalidad de minimizar el error en la estimación a partir del modelo. De manera general, podemos predecir valores de la variable de respuesta usando esta fórmula:

$$\text{Estimación}_i = (\text{modelo}) + \text{error}_i \quad (2.19)$$

Para obtener la máxima precisión (mínimo error_i) en nuestra estimación o pronóstico de predicción, tendremos que:

- Elegir el modelo más adecuados a nuestros datos (modelos lineales, polinomiales, exponenciales no lineales).
- Determinar el grado de parametrización adecuado del modelo.
- Obtener la estimación de máxima verosimilitud de dichos parámetros.

Así podremos llegar a un modelo con un grado de ajuste optimo a los datos y minimizar la varianza de la estimación.

2.5.1 Regresión polinomial

Estadísticamente la regresión polinomial es una forma de regresión lineal, en donde la relación entre la variable independiente x y la variable dependiente Y , se modela como un polinomio de orden n (Vinuesa, 2016). la función media polinomial de grado n es:

$$Y = \beta_0 + \beta_1x + \beta_2x^2 + \dots + \beta_nx^n \quad (2.20)$$

donde:

Y = Variable dependiente.

X = Variable independiente.

β_0 = Intercepto.

β_1 = pendiente o gradiente de la recta (coeficientes de regresión).

La curva de regresión obtenida es evaluada mediante el modelo y de esta forma se obtiene el pronóstico de generación. En la siguiente figura se muestra un ejemplo para estimar el pronóstico de una central eólica (Figura 2.13).

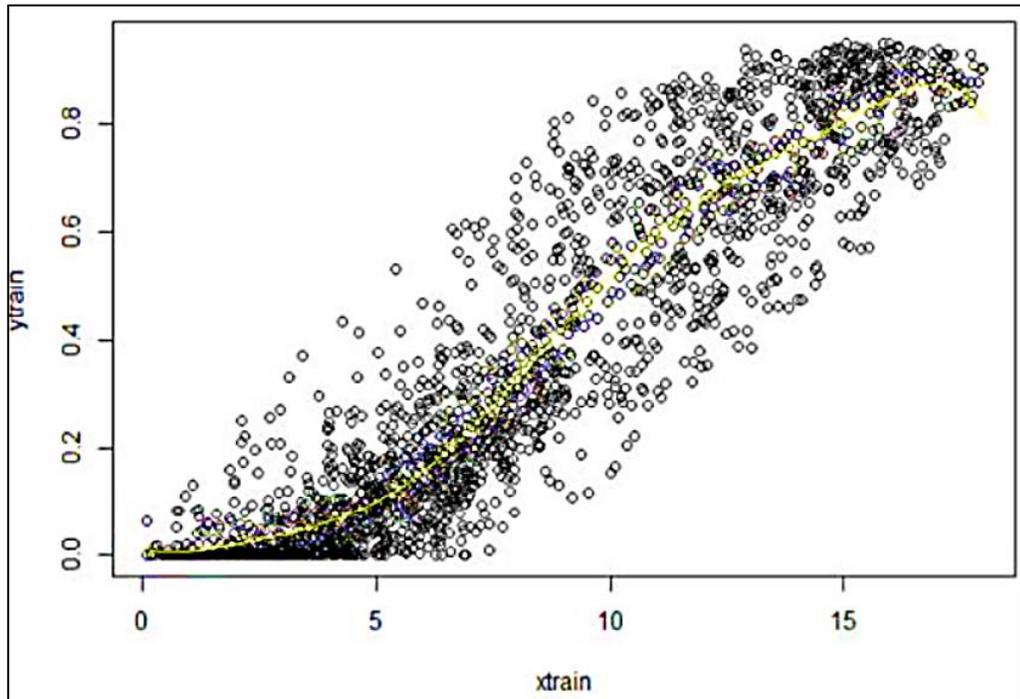


Figura 2. 13 Pronóstico de generación con regresión polinomial (DOF, Manual de Pronósticos, 2017).

En la Fig. 2.13, la línea amarilla muestra el polinomio ajustado que será evaluado con los pronósticos de las variables correspondientes (a fin de obtener el pronóstico).

Este modelo utiliza la generación estimada para modelar la generación intermitente Y_t y se representa como:

$$Y_t = \mu_t + v_t \quad (2.21)$$

Dónde:

Y_t = Variable dependiente.

μ_t = Valor medio de la serie al tiempo t.

v_t = error en la observación.

2.5.2 Métrica del error

La métrica del error tiene como objetivo evaluar el grado de certeza con que se realizó el pronóstico de generación, insumo necesario para la confiabilidad de este.

Error absoluto medio (MAE): MAE mide la magnitud promedio de los errores en un conjunto de predicciones, sin considerar su dirección. Es el promedio sobre la muestra de prueba de las diferencias absolutas entre la predicción y la observación real donde todas las diferencias individuales tienen el mismo peso (JJ, 2016).

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |y_j - \hat{y}_j| \quad (2.21)$$

Error cuadrático medio (RMSE): RMSE es una regla de puntuación cuadrática que también mide la magnitud promedio del error. Es la raíz cuadrada del promedio de las diferencias cuadradas entre la predicción y la observación real.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (y_j - \hat{y}_j)^2} \quad (2.21)$$

Capítulo 3

Metodología

La metodología desarrollada para llevar a cabo la simulación del parque eólico La Rumorosa, se realizó mediante un modelo que utiliza la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD). Dicho modelo estima la curva de potencia mecánica, posteriormente se considerarán las pérdidas (mecánicas y eléctricas), para obtener la curva de generación eléctrica real calculada, y así mediante un modelo estadístico, utilizando una regresión polinomial, (DOF, Manual de Pronósticos, 2017), hacer el pronóstico de generación, según la velocidad de viento. La figura 3.1 muestra la metodología que se siguió para el desarrollo del modelo.

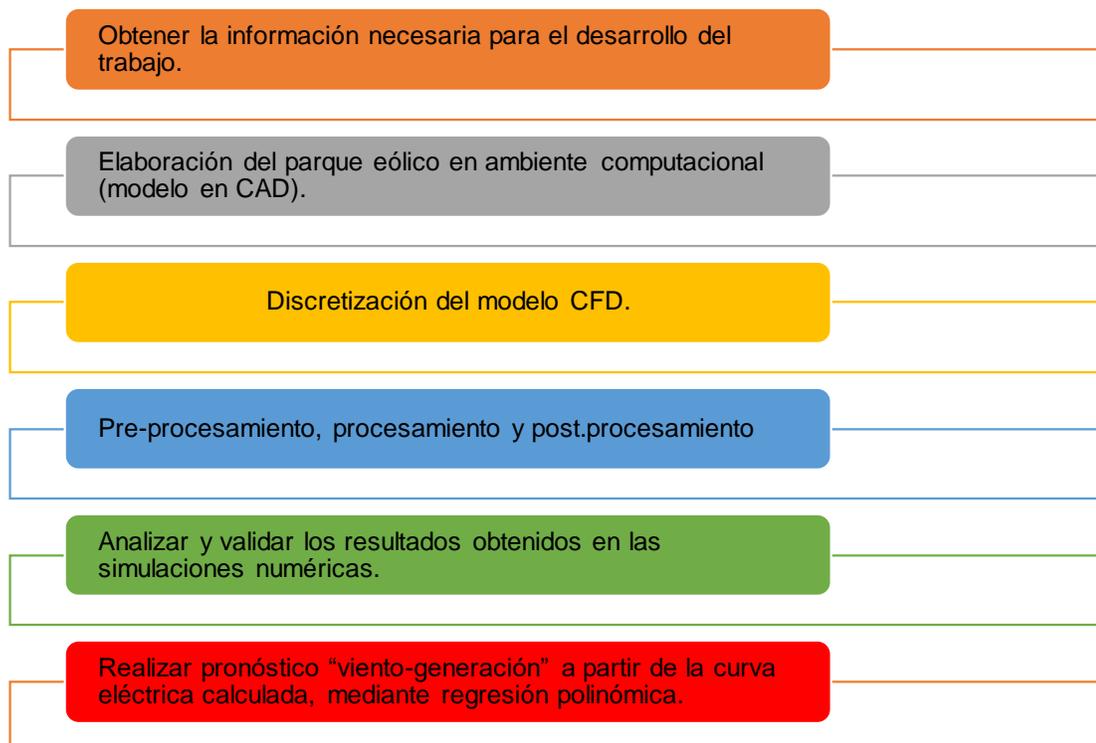


Figura 3. 1 Metodología

3.1 Geometría

La geometría con la cual se trabajó en esta investigación, se compone de dos partes principales.

- Obtención de la orografía del parque
- Generación de los aerogeneradores

Además, se generaron las condiciones de frontera como son entradas, salidas y volumen del fluido.

Para desarrollar el modelo 3D del parque eólico “La Rumorosa”, primero se obtuvieron los datos principales del parque, posteriormente se localizó su ubicación en Google Earth, de donde se extrajeron las curvas de nivel del parque, para obtener la orografía real del terreno. En la tabla 3.1 se presenta la ubicación de dicho parque.

Tabla 3. 1 Información del parque eólico

Datos del parque	
Nombre:	La Rumorosa
Ubicación:	Tecate, Baja California
Potencia total instalada:	10 MW
No. Aerogeneradores:	5 aerogeneradores

Como se presenta en la Tabla 3.1, está ubicado en el estado de Baja California, municipio de Tecate, con una capacidad instalada de 10 MW, en donde cada aerogenerador es de 2 MW. A continuación, se presenta la localización del parque. (Figura 3.2)



Figura 3. 2 Localización del parque La Rumorosa.

Una vez geolocalizado, se extrajeron las curvas de nivel del parque, así como la ubicación exacta de cada aerogenerador (Figura 3.3).

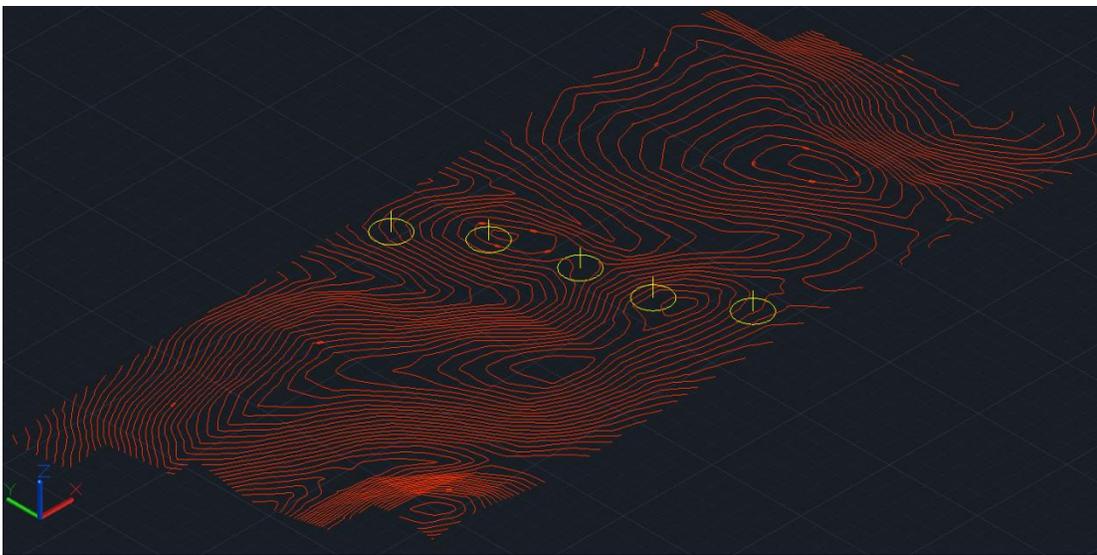


Figura 3. 3 Curvas de nivel del terreno.

Con las curvas de nivel obtenidas, se generó la superficie del terreno en ambiente CAD (Ver figura 3.4).



Figura 3. 4 Superficie generada

La distancia de terreno para cada aerogenerador fue de 1000 m, aguas arriba y aguas abajo respectivamente, cada uno teniendo una separación entre sí de aproximadamente 200 m, como se muestra en seguida.

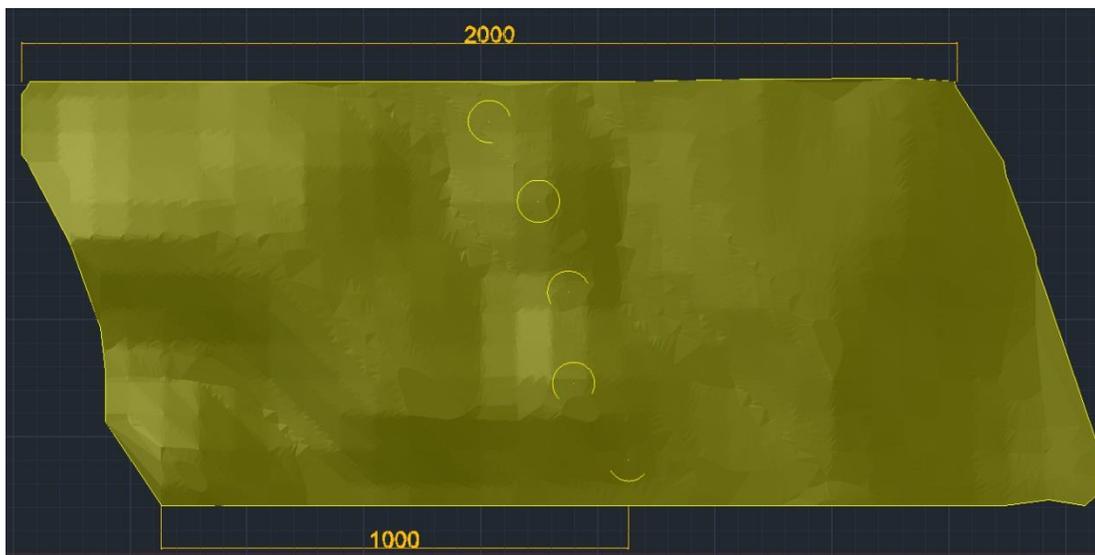


Figura 3. 5 Dimensiones del terreno.

Para obtener la geometría del aerogenerador, fue preciso contar con la hoja de especificaciones de fabricante, en este caso es una turbina eólica de 2 MW,

marca GAMESA que cuenta con las siguientes características (GAMESA, G 87- 2 MW, 2008).

Tabla 3. 2 Características del aerogenerador.

Datos del aerogenerador	
Marca:	GAMESA
Modelo:	G87
Capacidad:	2 MW
Altura:	78 m
Diámetro del rotor:	87 m
Perfil:	FFA+W3
Velocidad de rotación:	9-19 RPM

La Figura 3.6 ilustra el modelo estructural 3D final que ha sido diseñado y el modelo real de GAMESA.



Figura 3. 6 Modelo real y numérico (GAMESA, G 87- 2 MW, 2008) .

En el siguiente paso, el modelo sólido ha sido insertado en la orografía del parque eólico, conforme a su ubicación real, como se muestra en la figura 3.7.

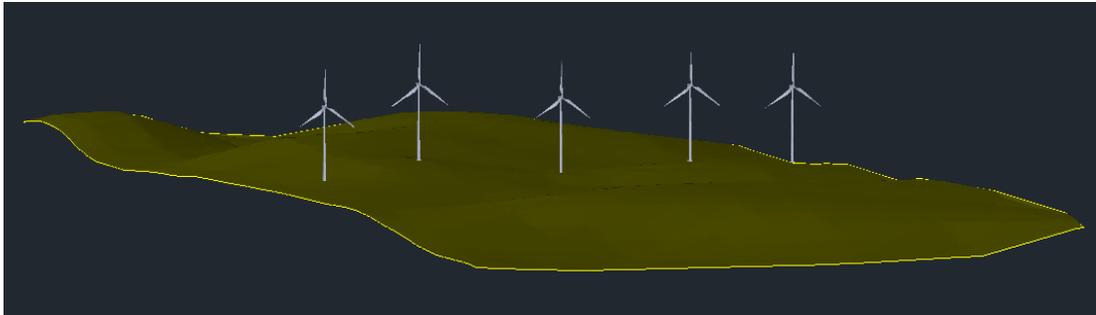


Figura 3. 7 Parque eólico en ambiente CAD.

Con el modelo de la geometría del parque, se exportó al software ICEM CFD, para llevar a cabo la discretización.

3.2 Discretización del modelo

El objetivo de la discretización es dividir la geometría en los volúmenes finitos conocidos comúnmente como “mallas”, en las cuales se resolverán las ecuaciones que aproximan la simulación a los fenómenos físicos (ANSYS, 2018). Esta discretización del modelo fue hecha en ICEM CFD, el cual puede generar mallas de tipo tetraédricas, prismas y pirámides en un modelo de malla tridimensional estándar. En este proyecto, se eligió un mallado no estructurado tetraédrico, debido a la complejidad del modelo. Además, se buscó adecuar el mejor tamaño de cada celda para las caras de la góndola, el rotor y la torre con el fin de proporcionar mallas más uniformes.

En la Figura 3.8 se muestra el modelo final en donde se llevó cabo la discretización, Para realizar la discretización del modelo, el dominio completo se dividió en cinco partes, lo cual corresponde al número de aerogeneradores con que cuenta el parque La Rumorosa.

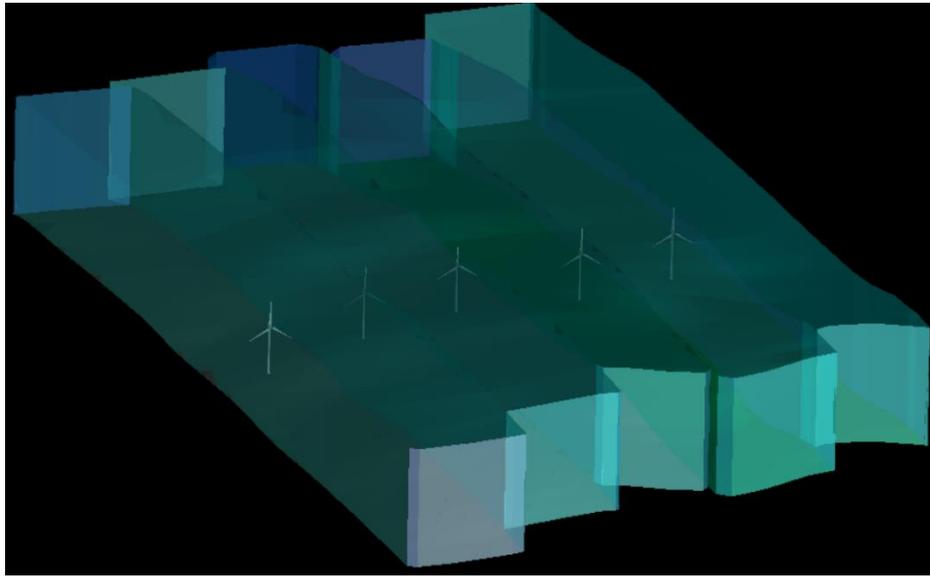


Figura 3. 8 Modelo del parque eólico

Cada aerogenerador cuenta con 1000 m aguas arriba para considerar la orografía y 1000 m aguas abajo, para poder visualizar el efecto producido por el terreno al igual que la estela producida y su alcance.

Se realizó la malla tomando como referencia (AL-DEEN, 2006). Debido a la complejidad de la geometría, se aumentó el tamaño de celda, en la parte del rotor se consideró un tamaño mínimo del elemento para un mayor refinamiento. En el análisis de este modelo, no se hizo estudio de convergencia de mallas, ya que el resultado obtenido de la potencia mecánica calculada sería comparado con la curva “viento-generación” del fabricante.

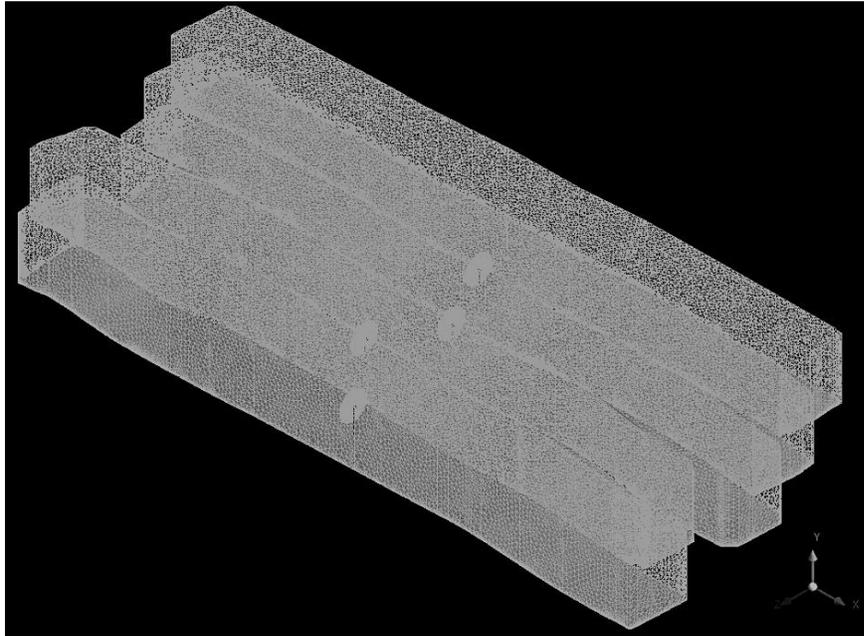
Como se mencionó anteriormente, el modelo fue dividido en 5 dominios, por consiguiente, la discretización se tuvo que hacer para cada uno de los cinco dominios, cada uno con su respectiva configuración, la cual se describirá más adelante.

El número de elementos y nodos para cada tipo de malla se puede ver en la siguiente tabla:

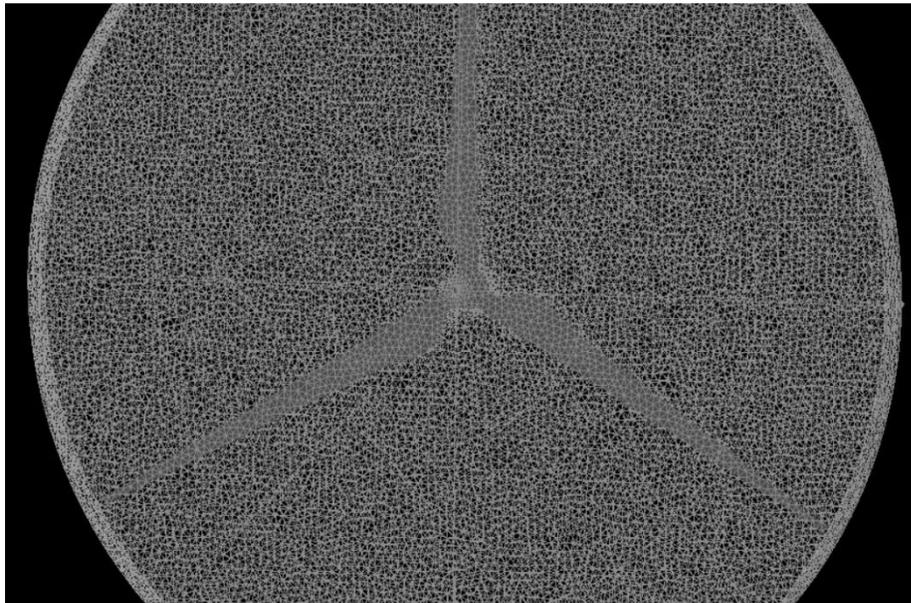
Tabla 3. 3 Elementos de las mallas

Aerogenerador	No. Nodos	No. Elementos
PER 1	503485	2636933
PER 2	489689	2579762
PER 3	491025	2576396
PER 4	499454	2606574
PER 5	507952	2650683

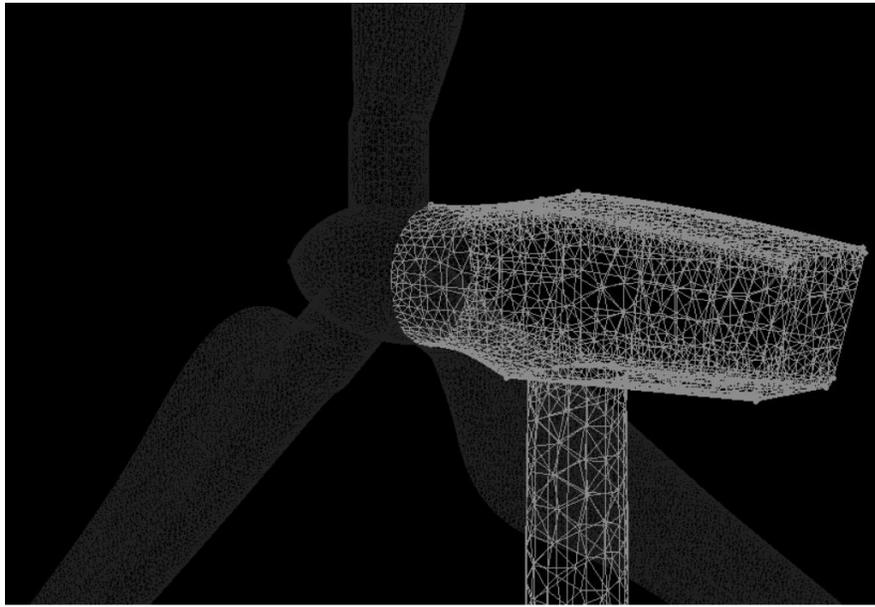
La figura 3.9 muestra la malla final que se ha creado en ICEM CFD. En el inciso a) se muestra la malla dominio completo, en el inciso b) malla de las interfases y c) rotor, góndola y torre.



a)



b)



c)

Figura 3. 9 Detalles de la malla a) dominio completo, b) Interfases y (c) rotor, góndola y torre.

3.3 Configuración del modelo

El siguiente paso, es especificar en los dominios las condiciones de operación, de frontera, el tipo de análisis, la interfase, etc. Para hacer la configuración, es necesario crear dos tipos de dominios: estacionario y rotatorio. La góndola junto con la torre se considera dentro del dominio estacionario, el rotor se considera en el dominio rotatorio. Luego, se definieron las tres interfaces entre el dominio estacionario y el dominio rotatorio debido a cambios en los marcos de referencia.

La figura 3.10 representa los dominios que se han supuesto en la simulación.

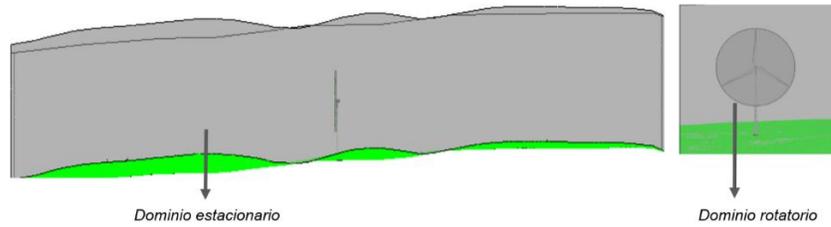


Figura 3. 10 Dominios en CFX.

El siguiente paso es definir las condiciones de frontera para todos los dominios como se muestra a continuación.

Entrada

La velocidad del viento es definida a partir de 4 m/s, por ser la velocidad de conexión (cut in). Se hicieron las simulaciones de 4 a 20 m/s, haciendo una simulación por cada velocidad. Se asumió que el tipo de fluido es aire a 5°, 25° y 38°C.

Salida

El tipo de salida se ha considerado como una clase de apertura en la que se puede salir e ingresar fluido a través de las superficies delimitadoras. También se supone que el valor de la presión estática es cero debido al área ilimitada alrededor del aerogenerador.

Modelo de turbulencia

El modelo de turbulencia para el dominio estacionario (Shear Stress Transport - SST), fue el seleccionado debido a su amplia utilización dentro de la literatura y modelado de turbinas eólicas (O'Brien, 2018).

La figura 3.11 muestra las condiciones de contorno asumidas en la simulación.

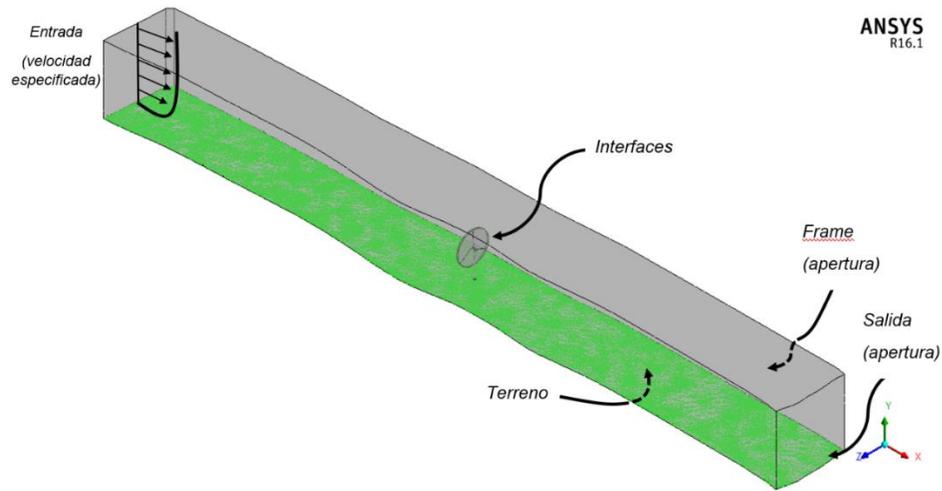


Figura 3. 11 Condiciones de frontera en CFX.

Condiciones iniciales

En la inicialización del dominio estacionario, el tipo de velocidad se ha considerado en coordenadas cartesianas con valor cero, la presión de referencia se supone de cero en ambos dominios (estacionario y rotatorio). De acuerdo con la especificación de la turbina eólica, la velocidad angular del dominio de rotación debe establecerse entre 9 -19 RPM, que es la velocidad de rotación máxima. Dicha velocidad de rotación es establecida en el dominio rotatorio.

Capítulo 4

Análisis de resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del cálculo numérico de un modelo CFD, donde fue simulado un aerogenerador de 2MW del parque eólico la Rumorosa con el fin de obtener la curva “*viento-generación*” de los aerogeneradores en su condición operativa, posteriormente realizar un pronóstico de generación mediante un modelo estadístico.

En primer lugar, se muestra la validación de los resultados del modelo en condiciones normales, lo que implica no considerar factores como temperatura, densidad del aire y condiciones de baja turbulencia. Se analiza el desempeño de la curva de generación al fue considerar variables climatológicas como la temperatura y densidad del aire. Posteriormente se presenta la simulación del parque eólico integrando todos los aerogeneradores en el modelo CFD, para observar como interactúan las condiciones físicas entre aerogeneradores y finalmente se presenta el modelo estadístico para realizar el pronóstico de generación mediante la curva “*viento-generación*” obtenida.

4.1 Validación de resultados CFD

Las simulaciones se han realizado con un análisis de tipo estacionario, partiendo desde 4 m/s, por ser la velocidad a la que el generador comienza a generar, hasta una velocidad de 20 m/s, por ser el valor donde se deja de producir energía por motivos de seguridad del propio aerogenerador, como esta presentada la curva del fabricante.

Cada simulación permitió obtener el torque de acuerdo con cada valor de velocidad, una vez obtenido el torque, se calculó la potencia mecánica para

cada rango de velocidad, logrando así, construir la curva de potencia mecánica, obtenida del cálculo numérico.

Esta curva fue validada con la curva de potencia eléctrica del fabricante (GAMESA, Gamesa G87-2.0 MW, 2008), como se aprecia en la gráfica 4.1.

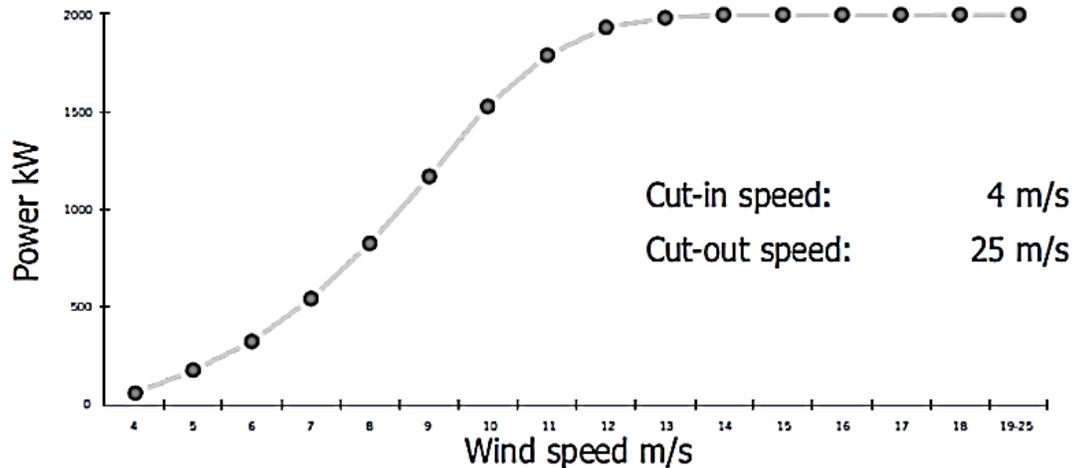
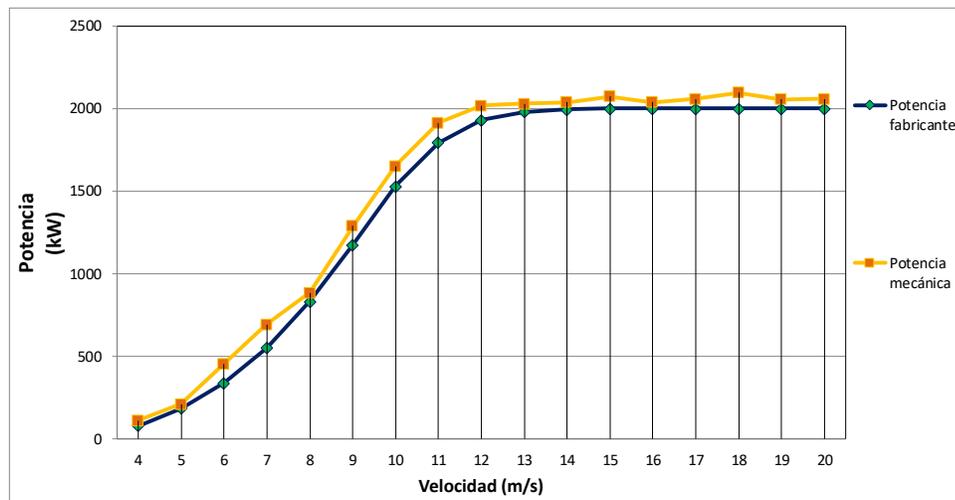


Figura 4. 1 Curva de fabricante (GAMESA, Gamesa G87-2.0 MW, 2008).

En la gráfica 4.1 podemos apreciar la gráfica que se obtuvo como resultado, y en la tabla 4.1 se muestran los valores de potencia mecánica calculados de acuerdo con el torque obtenido en la simulación, según cada valor de velocidad.



Gráfica 4. 1 Gráfica de potencia mecánica obtenida.

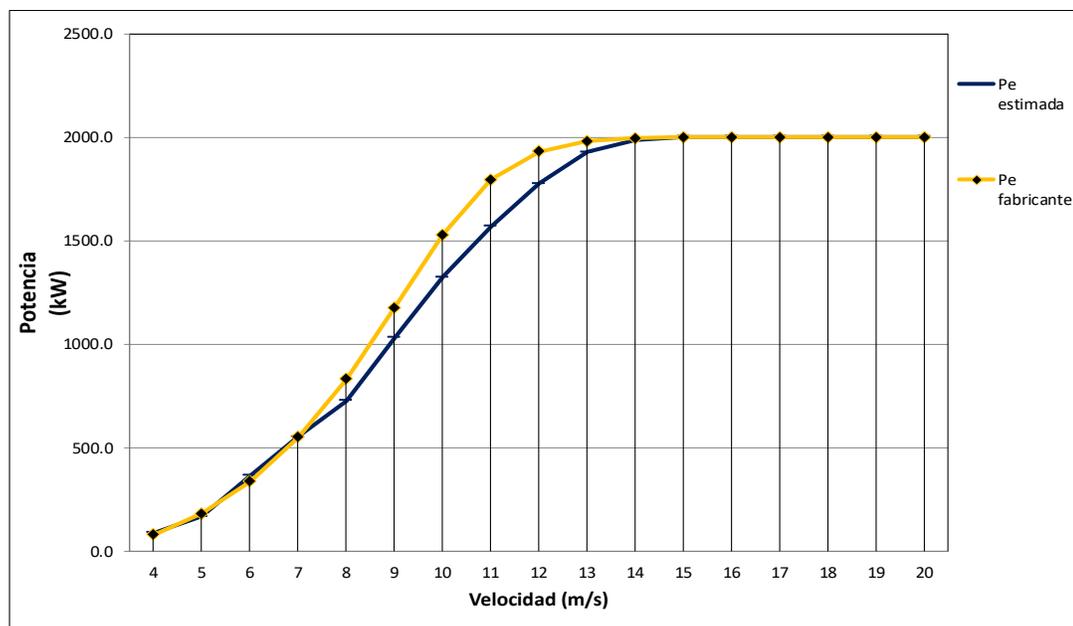
Tabla 4. 1 Valores de la curva de Potencia Mecánica vs. Potencia eléctrica del fabricante

Velocidad (m/s)	Torque (N m)	P _{mecánica} (kW)	P _{fabricante} (kW)
4	149,331	109	79
5	221,707	209	181
6	394,184	454	335
7	507,018	690	550
8	603,395	885	832
9	768,741	1288	1175
10	876,781	1653	1528
11	961,496	1913	1795
12	1,070,000	2017	1931
13	1,076,020	2028	1981
14	1,145,000	2038	1995
15	1,164,400	2073	1999
16	1,216,300	2038	2000
17	1,311,000	2059	2000
18	1,430,000	2096	2000
19	1,510,000	2056	2000
20	1,512,000	2058	2000

De la gráfica 4.1 y los valores de la tabla 4.1, se aprecia que los valores calculados de potencia mecánica son mayores en comparación con los valores de potencia eléctrica de fabricante, esto se debe a que en la conversión de

potencia mecánica a eléctrica potencia se presentan pérdidas de energía por elementos rotatorios entre otras, lo cual reduce su valor.

Como se mencionó anteriormente, donde (López, 2003) señala que de las pérdidas (mecánicas y eléctricas), aproximadamente es del 17%, dicho valor fue considerado como factor de pérdidas a cada valor de la potencia mecánica calculada, permitiéndonos estimar la curva “viento-generación” mediante el modelo CFD. En la gráfica 4.2 se puede observar la comparación de las curvas generadas, considerando el factor de pérdidas que tiene el aerogenerador.



Gráfica 4. 2 Curva "viento-generación" estimada.

Los valores corregidos con el coeficiente de pérdidas de la curva de potencia eléctrica estimada (P_e estimada), son los que se utilizan para llevar a cabo el pronóstico de generación, a través de un modelo estadístico.

La Tabla 4.2, presenta los valores finales de la potencia eléctrica estimados de acuerdo con el factor de pérdidas.

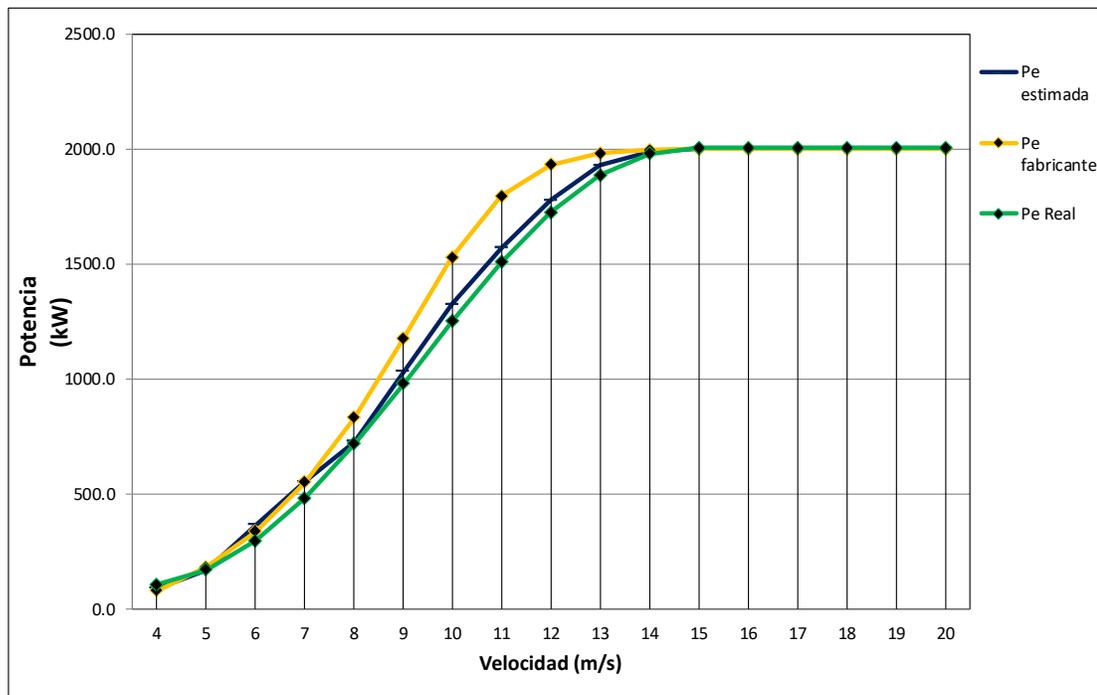
Tabla 4. 2 Valores de potencia eléctrica calculados

Velocidad (m/s)	P _{eléctrica} (kW)	P _{fabricante} (kW)
4	87.6	78.6
5	167.2	181.2
6	363.3	335.4
7	552.2	549.8
8	725.4	831.5
9	1030.4	1174.8
10	1322.2	1528.3
11	1568.7	1794.7
12	1774.9	1931.1
13	1926.8	1981.0
14	1987.4	1995.3
15	2000.4	1998.9
16	2000.4	1999.8
17	2000.4	2000.0
18	2000.4	2000.0
19	2000.4	2000.0
20	2000.4	2000.0

Una vez obtenida la curva, otra forma que fortalece los resultados obtenidos de la curva “viento-generación” estimada de este modelo, es que se cuenta con un histórico de datos de generación del parque eólico la Rumorosa.

Esto permitió hacer una curva de potencia real generada de acuerdo con los datos históricos y así comparar la curva de fabricante y la curva estimada.

En la Gráfica 4.3, se visualizan de forma conjunta *las tres curvas*: la curva de fabricante (color amarillo), la curva estimada (color azul) y la curva de potencia real de generación (color verde), la cual se creó mediante una regresión polinomial con los datos históricos con que se cuentan del parque.



Gráfica 4.2 Curvas de generación

Por lo tanto, con los datos históricos, se confirma el correcto planteamiento del modelo CFD del aerogenerador de 2MW. Es importante mencionar que los resultados que se obtuvieron de la curva “viento-generación”, se llevaron a cabo tomando la condición de temperatura a 25°C.

Una vez analizado el comportamiento de las curvas de potencia de fabricante, histórico de generación del parque y la curva del modelo CFD, se analizará a continuación las líneas de corriente, contornos de velocidad en la turbina. En su conjunto (rotor y álabes), para ello se muestran las líneas de corriente del flujo aguas abajo del área de barrido del dominio rotatorio.

En la siguiente figura se presentan los resultados para simulación en estado estacionario, temperatura a 25°C y una velocidad de 4 m/s.

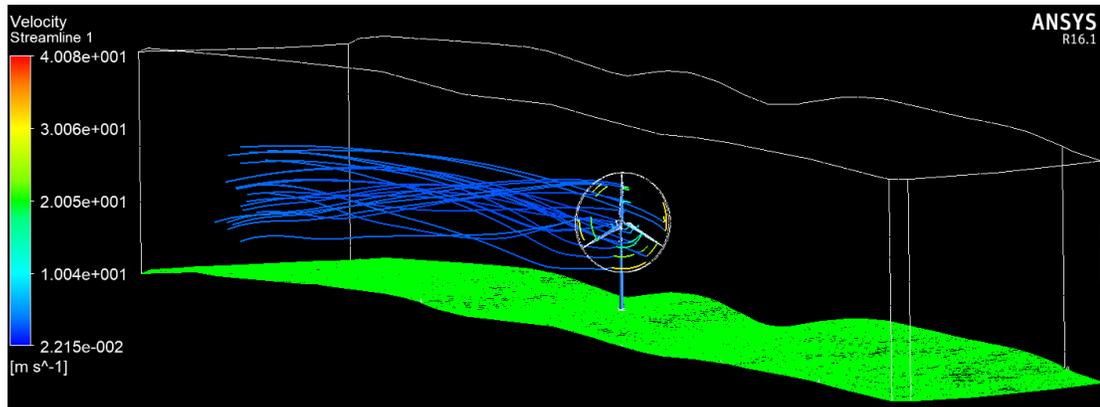


Figura 4. 2 Líneas de corriente dominio rotatorio a 4 m/s (vista isométrica).

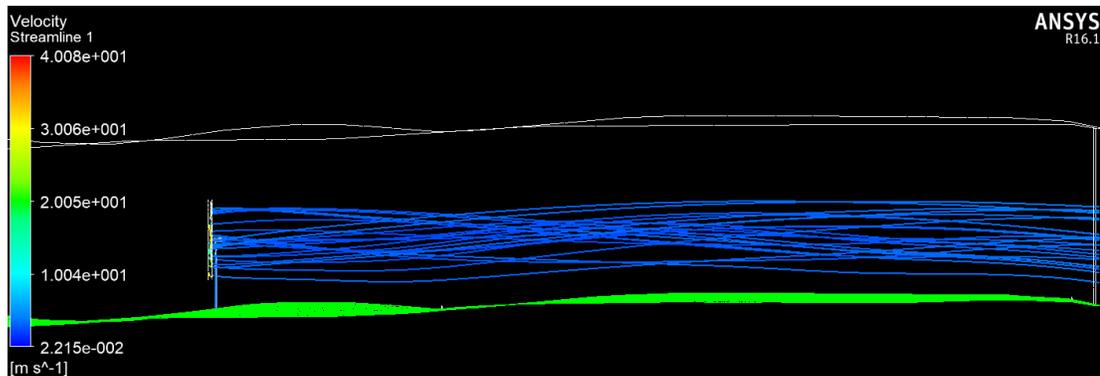


Figura 4. 3 Líneas de corriente dominio rotatorio a 4 m/s (vista lateral).

En las Figuras 4.3 y 4.4, se muestran las líneas de corriente a la salida del área de barrido del rotor, así como el efecto de giro del fluido a causa de la rotación de las palas del aerogenerador. También es importante mencionar que la máxima velocidad se presentó en las puntas de los álabes, alcanzando el fluido una velocidad cercana a los 40 m/s.

En las Figuras 4.5 y 4.6 se muestran los contornos de velocidad del fluido en el plano horizontal, a la altura media del buje. Se aprecia cómo se forma el efecto estela a la salida del rotor, traduciéndose en una transferencia de energía entre el rotor y el viento, así como el incremento de la velocidad en la zona donde termina la estela.

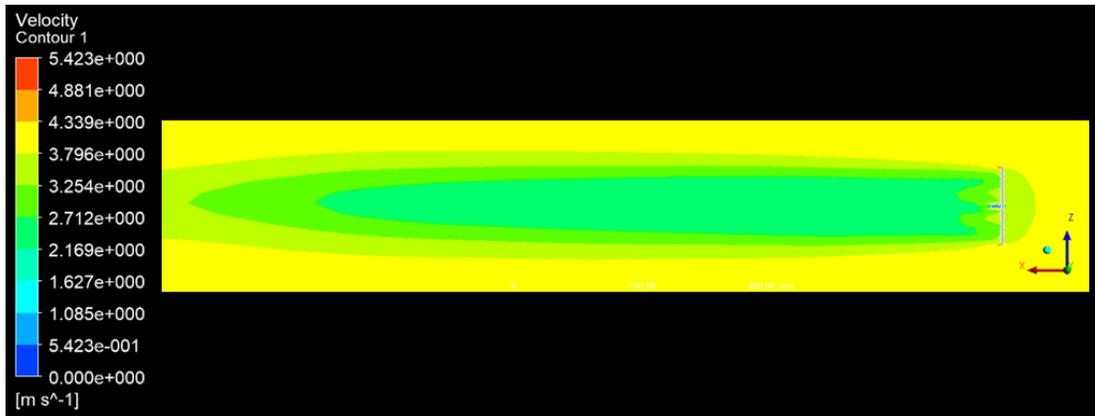


Figura 4. 4 Efecto estela a 4 m/s (vista superior).

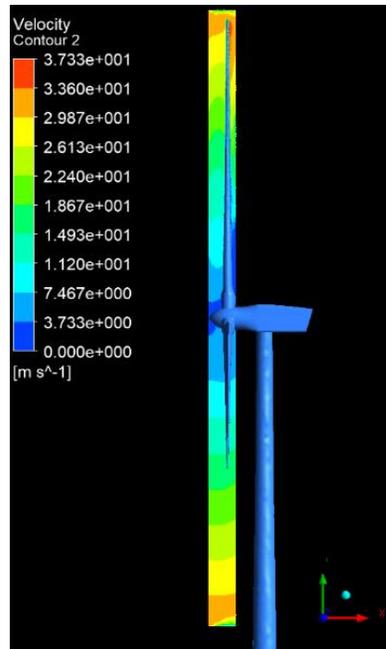


Figura 4. 5 Contornos de velocidad en el área de barrido del rotor a 4m/s.

De la Figura 4.6, se observa que la máxima velocidad que alcanza el fluido a una velocidad de entrada del viento de 4 m/s se presenta en la punta de los álabes, la cual alcanza un valor de 37 m/s, lo que demuestra que la mayor presión de fluido se encuentra en esta parte. Estos efectos se presentan para todas las condiciones de velocidad analizadas, dependiendo de la velocidad de viento establecido en cada caso y las distintas velocidades rotacionales a las cuales se realizaron las simulaciones.

Con el análisis anterior, se puede afirmar que el modelo CFD cumple con las características y fenómenos físicos de un aerogenerador de acuerdo con la teoría.

4.2 Simulación a diferentes condiciones de temperatura

El objetivo de simular el modelo considerando la temperatura, es para observar el grado de afectación en el desempeño del aerogenerador, comparando la curva de potencia a temperatura ambiente contra las curvas de potencia a temperatura máxima y mínima en sitio. Para lo anterior, se consideró el histórico de datos históricos de la velocidad de viento, la temperatura y la potencia medida según cada condición de velocidad-temperatura en cada aerogenerador. Los valores se presentan en una estampa de tiempo diezminutal para cada medición.

El criterio utilizado para la selección de las temperaturas fue tomar el valor máximo y mínimo representativo del histórico de datos. Obteniendo tres curvas de potencia “viento-generación” calculadas. Esto permitió analizar el desempeño del aerogenerador al verse afectada la densidad del aire debido a los cambios de temperatura de acuerdo con la ecuación 2.4.

Se presentan 3 curvas “viento-generación” obtenidas bajo tres condiciones de temperatura: 5°, 25° y 38°C. Estas tres temperaturas fueron seleccionadas bajo tres criterios de acuerdo con el histórico de datos del parque:

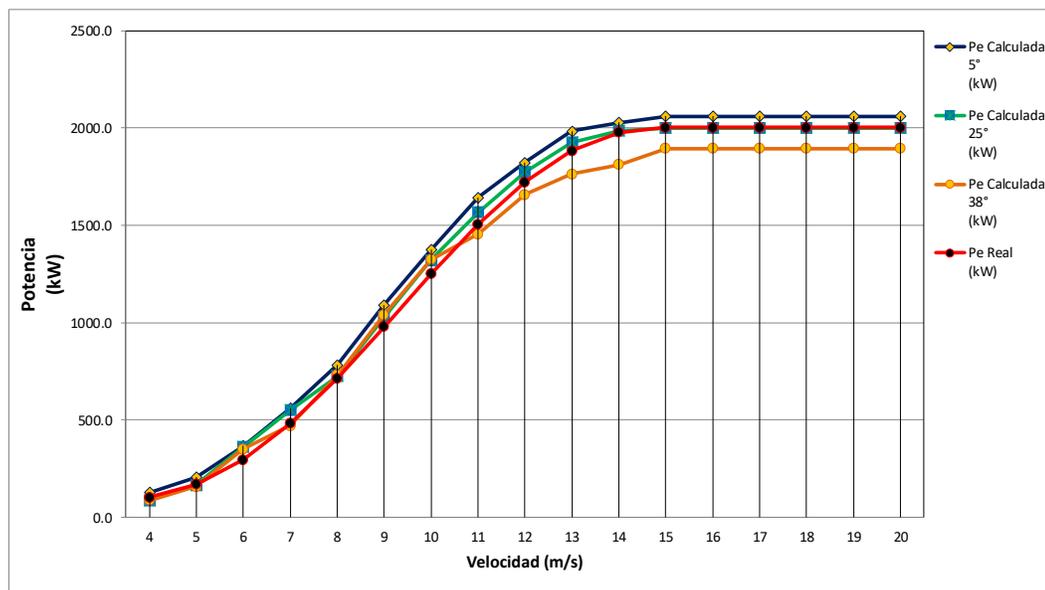
- Temperatura mínima registrada.
- Temperatura ambiente.
- Temperatura máxima registrada.

En la tabla 4.3, se presentan el valor mínimo y máximo de la temperatura registrada en el histórico de datos de generación del parque eólico la Rumorosa.

Tabla 4. 3 Valores de temperaturas considerados.

Temperatura	°C
Mínimo	5.0
Ambiente	25.0
Máxima	38.0

De acuerdo con los valores de temperatura seleccionados, se calcularon las curvas de potencia eléctrica. En la siguiente gráfica se presentan los valores obtenidos de las curvas para 5°, 25° y 38° grados, comparándolas con la curva de potencia real medida, tomada del histórico de datos del parque.



Gráfica 4. 3 Curvas de Pe estimadas a diferentes temperaturas.

En la gráfica, se puede visualizar la curva de potencia a 5° (color azul), la curva a 25° (color verde) y la curva a 38° (color amarillo), que se comparan con la curva de potencia real de generación (color rojo), *también a 25°*. En esta gráfica se comprueba la ecuación 2.4, en donde señala que la potencia disponible con la que cuenta un aerogenerador será directamente proporcional a la densidad del aire, lo que significa que, al aumentar la temperatura, disminuirá la potencia, y viceversa, al disminuir la temperatura, incrementa la potencia disponible.

Cabe destacar que estas temperaturas son las máximas y mínimas promedio que se registraron en la zona, por lo cual, en invierno al disminuir la temperatura, aumentará la potencia generada, y en verano, al aumentar la temperatura habrá una disminución de la potencia disponible

En el caso que disminuye la temperatura se nota un ligero incremento de potencia del aerogenerador de acuerdo con la simulación en CFX, sin embargo (Shu, 2018), menciona que un aerogenerador en zonas frías, se verá afectado su coeficiente de potencia y su rendimiento aerodinámico cuando se llegue a cierto grado de congelamiento en las palas. Los valores de la potencia mecánica se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4. 4 Valores de potencia estimados de acuerdo con la temperatura.

Velocidad (m/s)	P_e Estimada 25° (kW)	P_e Estimada 5° (kW)	P_e Estimada 38° (kW)	P_e Real 25° (kW)
4	87.6	128.5	87.2	103.3
5	167.2	206.8	158.4	168.9
6	363.3	366.8	352.2	295.5
7	552.2	559.6	471.3	481.3
8	725.4	784.4	731.6	715.1
9	1030.4	1091.3	1040.3	978.8
10	1322.2	1375.8	1325.0	1250.2
11	1568.7	1643.9	1456.4	1505.7
12	1774.9	1824.6	1657.6	1723.2
13	1926.8	1984.1	1764.3	1884.5
14	1987.4	2029.5	1811.9	1978.4
15	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1
16	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1
17	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1
18	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1
19	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1
20	2000.4	2061.5	1894.9	2003.1

Los valores de la potencia eléctrica calculada a 5° grados están por encima de las curvas, la potencia eléctrica calculada a 38° se encuentra por debajo de la curva a temperatura ambiente de 25°, logrando la operación óptima a una temperatura de 25°.

4.3 Simulación del parque

Sumado a la validación del modelo CFD mediante la curva de fabricante, la obtención de las curvas de potencia considerando las afectaciones de temperatura, se simuló el parque eólico La Rumorosa de manera completa, considerando los cinco aerogeneradores con los que cuenta.

La simulación del parque fue hecha a una temperatura de 25° , una velocidad de entrada de 4 m/s, velocidad a la cual comienzan a producir energía eléctrica los aerogeneradores. En la figura 4.7 se aprecia la geometría base del parque, la cual fue dividida en cinco dominios, cada una con las condiciones de frontera mencionadas en el capítulo 3.

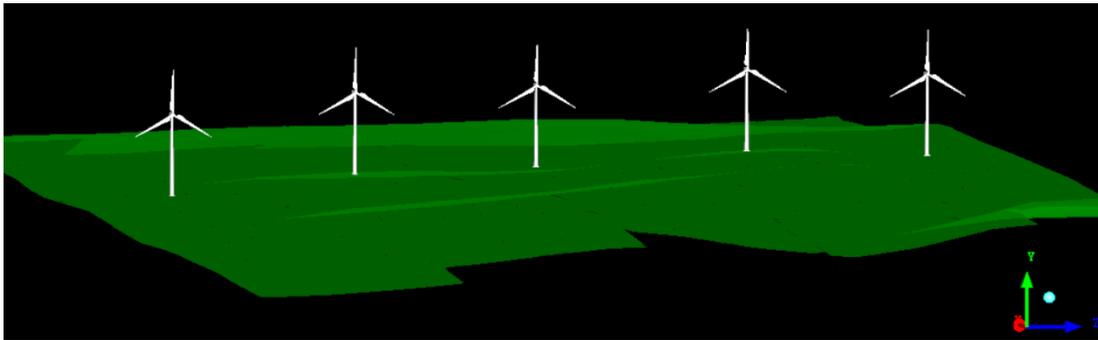


Figura 4. 6 Geometría base del parque eólico La Rumorosa.

Para simular el parque entero, se crearon cuatro paredes asignadas como periodicidades, donde cada pared señala la interacción del fluido (aire) entre un dominio y otro.

La simulación se realizó para cada aerogenerador, debido a la demanda computacional, entonces al simular el primer dominio, se exportaron los valores finales en la pared colindante entre el primer y segundo dominio. Al concluir la simulación numérica fueron exportados los valores y cargados al segundo dominio, y así en los siguientes tres dominios posteriores. En la figura 4.8 se muestran las cuatro paredes asignadas como periodicidades.

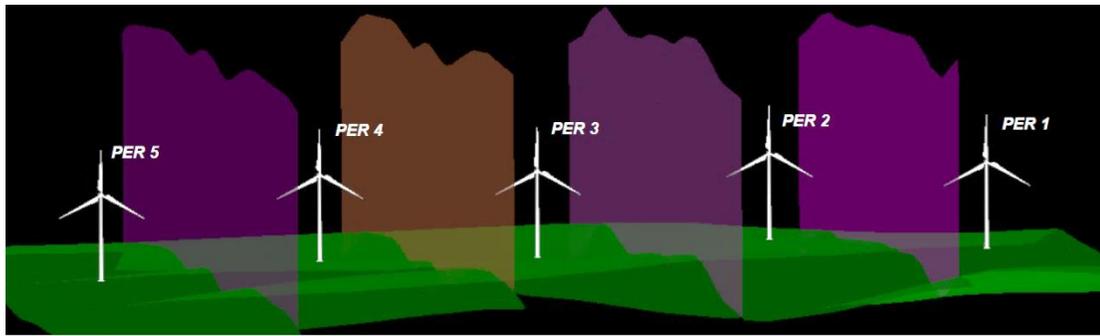


Figura 4. 7 Paredes asignadas como periodicidades.

Una vez hecha la asignación de las condiciones de frontera, se llevó a cabo la discretización para cada uno de los cinco dominios. Al llevar al solver CFX 16.1 se comenzó por resolver el primer aerogenerador (PER 1), posteriormente el segundo (PER 2), y así sucesivamente hasta el quinto aerogenerador (PER 5).

Al finalizar la simulación de los cinco dominios se calculó potencia eléctrica de acuerdo con el torque obtenido, siguiendo la metodología descrita en el apartado 4.1 de este capítulo. En la tabla 4.5 se muestran los valores de la potencia eléctrica calculados a 4 m/s de cada uno de los cinco aerogeneradores.

Tabla 4. 5 Valores de potencia eléctrica calculados a 4 m/s.

Aerogenerador	Pe Calculada (kW)
PER 1	98.385
PER 2	100.119
PER 3	118.355
PER 4	133.889
PER 5	137.924

Los valores de los aerogeneradores PER 3, PER 4 y PER 5 son mayores, siendo la misma velocidad para ambos. A continuación, se describe el análisis de este caso particular del parque.

En la siguiente figura se muestran los vectores de velocidad resultantes de la simulación de todo el parque. Como se puede ver la entrada de velocidad es señalada de lado derecho.

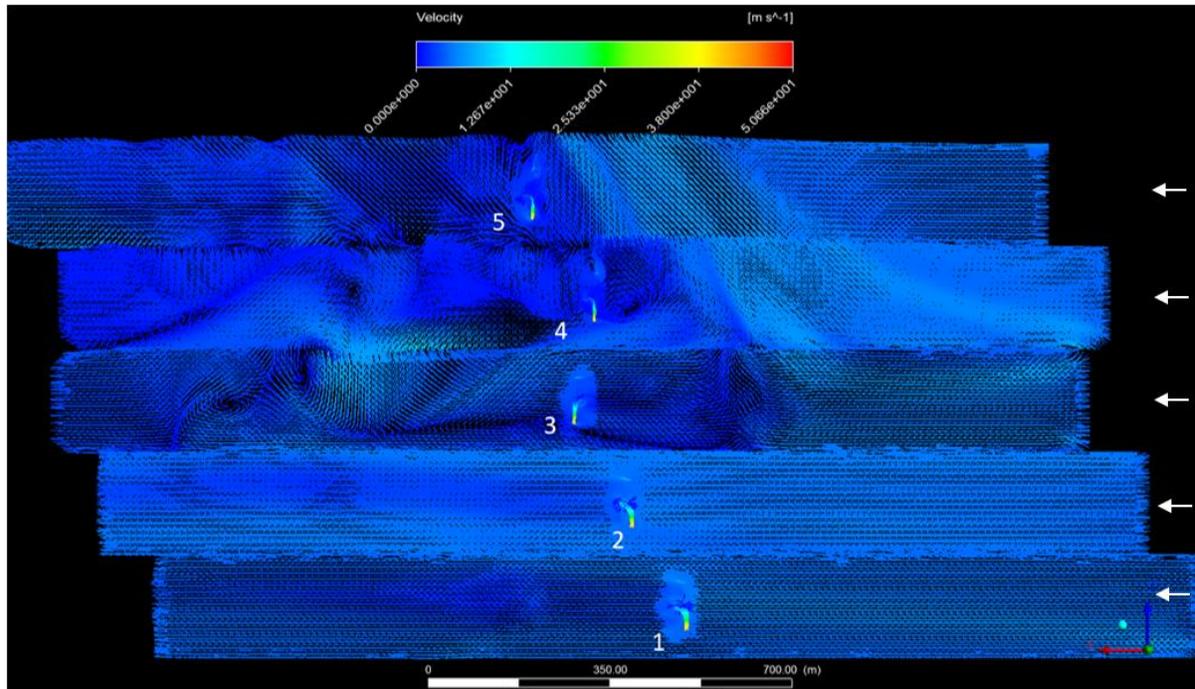


Figura 4. 8 Vectores de velocidad PER.

De la figura 4.9 se observa que los vectores de velocidad en el aerogenerador PER 1, siguen una trayectoria uniforme, se provoca la estela a la salida del área de barrido del rotor y un leve cambio de los vectores de velocidad hacia el dominio del costado. En el PER 2 se muestra una leve entrada de los vectores de velocidad que vienen del PER 1.

A partir del PER 3 se presenta un cambio brusco de dirección de los vectores de velocidad, esto al analizar que del dominio de PER 2 al dominio de PER 3, los vectores de velocidad ingresan con un aumento de velocidad de 5 m/s, mientras que la entrada del dominio tiene una velocidad de 4 m/s. Lo que provoca un remolino antes del PER 3.

Esto se debe a que el gradiente de velocidad del PER 2 es mayor en comparación con PER 3, al chocar ambos fluidos se produce el remolino que se puede apreciar, así como la continuidad de este fenómeno en los dominios posteriores PER 4 y PER 5.

Significa que hay una mayor velocidad a partir del PER 3. Este hallazgo se puede comprobar al analizar la tabla 4.5, y revisando aleatoriamente del histórico de datos con que se cuenta, que teniendo los cinco aerogeneradores una velocidad de 4 m/s, se presenta una mayor generación en PER 3, PER 4 y PER 5. En la siguiente tabla se presenta de forma cuantitativa el fenómeno de la figura 4.9.

Tabla 4. 6 Valores de generación a 4 m/s.

Date & Time Stamp	T (°C)	Vel_PER1	Vel_PER2	Vel_PER3	Vel_PER4	Vel_PER5	Pot_PER1	Pot_PER2	Pot_PER3	Pot_PER4	Pot_PER5
24/02/2014 15:40	18.8	4.04	4.35	4.00	4.86	3.75	68.15	81.39	71.43	67.64	60.99
16/03/2014 17:00	22.5	4.20	4.05	4.00	4.18	4.58	85.00	89.47	99.24	95.93	107.00
09/08/2014 20:20	21.2	3.59	4.25	4.01	4.52	4.27	36.62	62.58	55.98	72.79	78.39
12/08/2014 19:50	21	4.08	4.52	4.01	4.24	4.08	77.25	104.55	99.83	138.72	150.14
17/10/2014 19:50	12.9	4.08	4.43	4.01	4.75	4.79	90.50	104.10	86.90	104.96	118.82
21/10/2014 22:00	16.1	3.52	3.95	4.01	4.19	4.00	45.30	50.57	80.54	64.53	70.94
30/10/2014 11:10	21.8	4.03	4.27	4.01	4.27	3.99	95.36	88.69	99.61	87.31	86.59
25/11/2014 14:00	17.2	3.90	3.84	4.00	3.72	3.41	62.96	55.96	76.14	51.01	44.83
25/11/2014 14:30	15.8	4.18	4.17	4.01	3.58	3.45	89.67	82.55	71.73	37.63	48.74
07/12/2014 13:00	16.9	4.94	5.36	4.01	4.83	5.52	134.02	144.87	116.49	99.30	0.00
07/12/2014 15:30	14.5	4.58	5.19	4.01	5.10	4.87	117.00	138.12	133.11	133.48	135.37

Podemos ver de acuerdo con la medición real del parque en los casos señalados en color gris de la tabla anterior, como en mediciones con velocidad de 4 m/s, se presentan una menor generación en los aerogeneradores PER 1 y PER 2 en comparación a los aerogeneradores PER 3, PER 4 y PER 5. Si solamente se observara este caso, numéricamente hablando, simplemente no habría un porqué de una mayor generación en unos aerogeneradores que otros, si todos son de la misma marca, capacidad, etc.

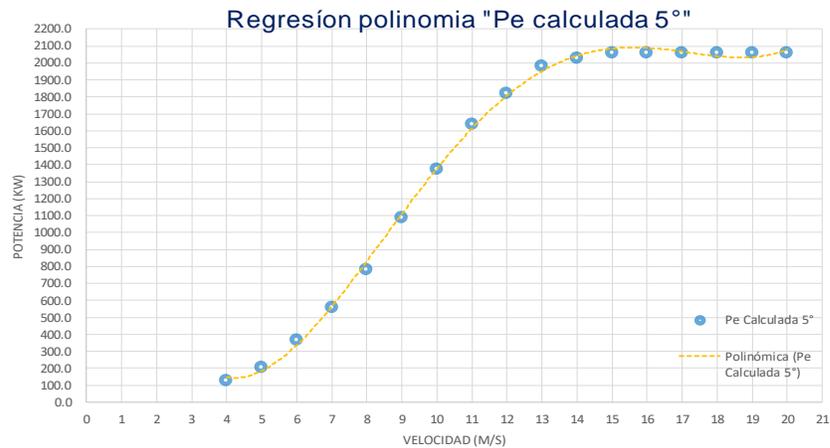
4.4 Regresión polinomial

Una vez validadas las curvas “viento-generación” de las tres curvas calculadas a 5°, 25° y 38°, se aplicó como método estadístico una regresión polinomial (DOF, Manual de Pronósticos, 2017), la cual es una forma de regresión lineal en la que la relación entre la variable independiente x (velocidad del viento) y la variable dependiente y (potencia eléctrica), es modelada como un polinomio de grado “ n ” en “ x ”.

Se hizo la comparativa entre funciones polinomiales de grado seis, grado cinco y grado cuatro, teniendo un mejor ajuste de la curva con los datos estos polinomios, posteriormente con base a la métrica del error entre las funciones polinomiales y el valor real medido, por lo que el mejor ajuste de la recta de regresión a los valores de la potencia calculada es modelado con un polinomio de grado cinco para las tres temperaturas.

A continuación, se presenta la regresión polinomial obtenida para cada curva de potencia de acuerdo con la temperatura (5°, 25° y 38°), posteriormente se muestra el pronóstico realizado con un horizonte diezminutal para un mes, tomando una semana de primavera, verano, otoño e invierno. Finalmente, para medir la confiabilidad del modelo se midió la métrica del error del pronóstico realizado para cada una de las tres funciones polinomiales, y por medio de la medición del error RSMS y MAE, medir la certeza de nuestro pronóstico.

En primer lugar, se presenta la curva de regresión calculada para una temperatura de 5° grados, en donde se muestra la recta de regresión y los valores obtenidos, de la cual se obtuvo el grado de ajuste entre los valores de la potencia y la recta de regresión para una función polinomial de grado cinco, con el cual se realizó el pronóstico de la potencia generada. En la gráfica 4.5 se aprecia dicha regresión polinomial para la curva viento-generación a 5° grados.



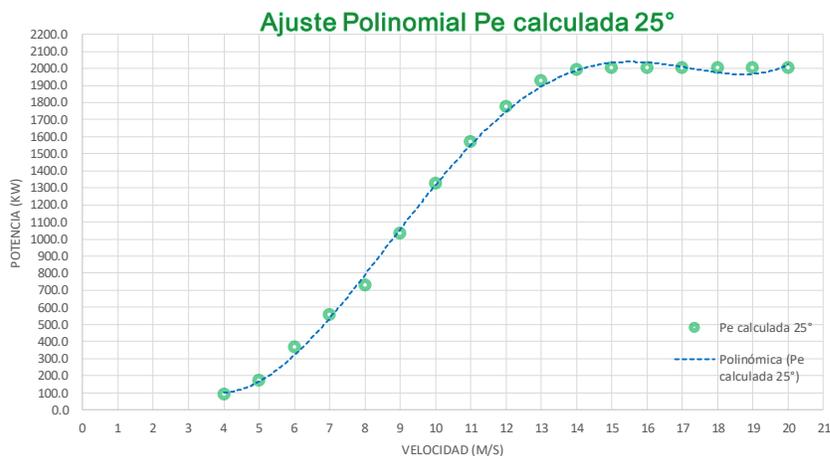
Gráfica 4. 4 Regresión polinómica a 5° grados.

En estadística se mide el grado de ajuste entre los valores de nuestro interés y la curva de regresión mediante el R^2 , siendo el valor ideal $R^2=1$. De acuerdo con la regresión aplicada a la curva viento-generación a 5° grados, obtuvimos un $R^2=0.9989$, indicando un buen ajuste entre la recta y los valores.

La función polinómica que se obtuvo de la regresión a 5° grados fue:

$$Y_{t+1} = 8e^{-05}x_t^5 + 0.222x_t^4 - 11.542x_t^3 + 196.87x_t^2 - 1112.6x_t + 2129.5$$

En la gráfica 4.6 se presenta la regresión polinómica para la curva viento-generación a 25° grados.

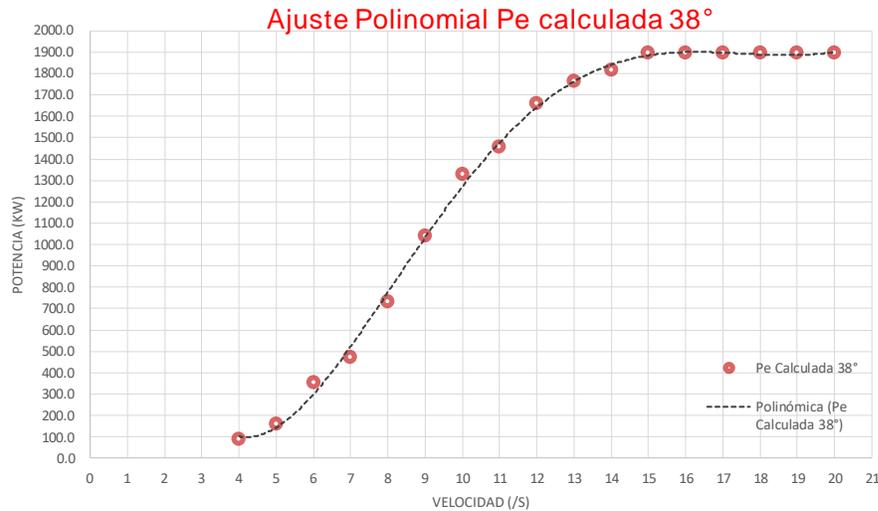


Gráfica 4. 5 Regresión polinómica a 25° grados.

Para la curva viento-generación a 25° se tiene un $R^2=0.9985$ y la función obtenida es:

$$Y_{t+1} = -0.0044x_t^5 + 0.4558x_t^4 - 15.758x_t^3 + 227.71x_t^2 - 1202x_t + 2161.8$$

En la gráfica 4.6 se presenta la regresión polinómica para la curva viento-generación a 38° grados.



Gráfica 4. 6 Regresión polinómica a 38° grados.

Para la curva viento-generación a 38° se tiene un $R^2=0.9984$ y la función obtenida es:

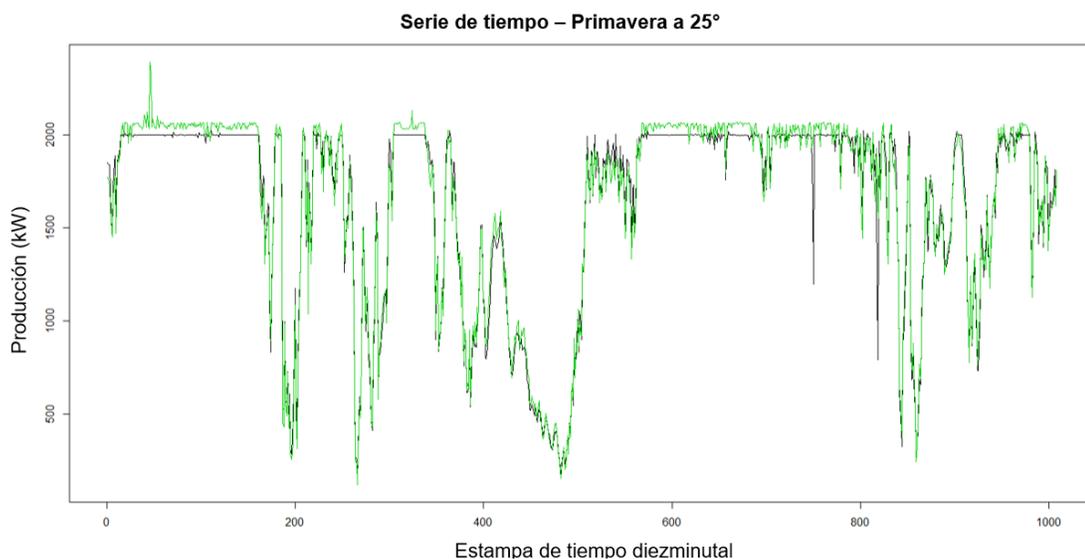
$$Y_{t+1} = 0.005x_t^5 - 0.0864x_t^4 + 4.1455x_t^3 + 113.76x_t^2 - 684.99x_t + 1302.7$$

Una vez obtenidas las tres funciones polinómicas, de acuerdo con las tres temperaturas evaluadas (5°, 25° y 38°), se elaboró el pronóstico de generación para un horizonte de pronóstico diezminutal. Posteriormente se probó el modelo, tomando la semana más representativa de cada estación (primavera, verano, otoño e invierno), evaluando así, con un mes de datos para cada curva calculada mediante el modelo CFD.

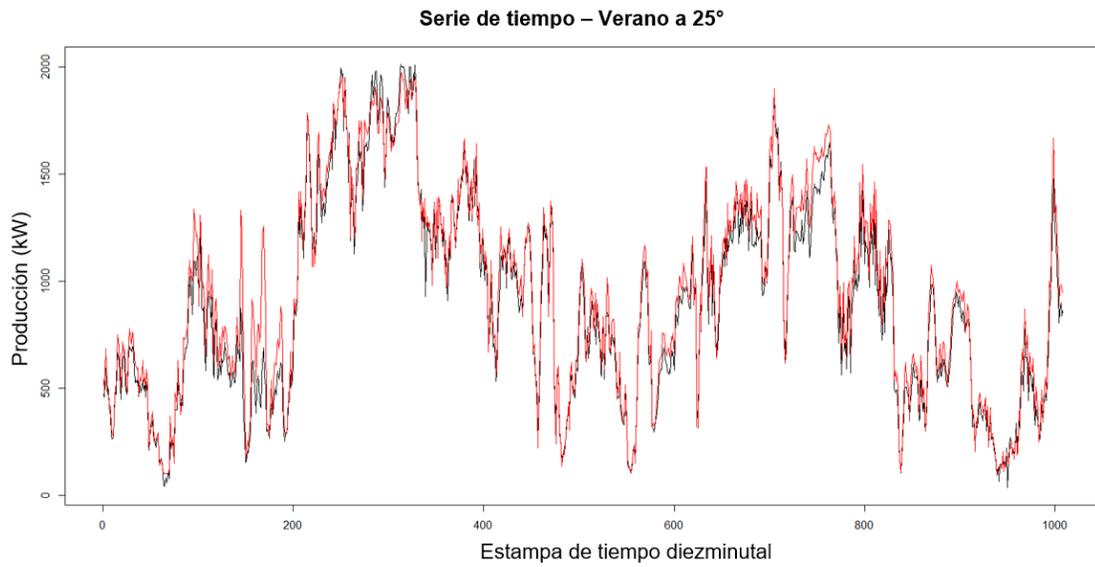
En el anexo A.2 se presenta la elaboración del diagnóstico mediante la función de regresión, donde se observa la temperatura para cada estampa de tiempo, indicada de manera diezminutal, seguido de la velocidad de viento medida en sitio, luego la potencia generada medida y finalmente la potencia calculada mediante la regresión.

Es importante resaltar que la variable independiente x , equivale a la velocidad de viento en un instante anterior (V_t) y la variable dependiente será la potencia generada calculada a través de la función polinomial que se obtuvo para cada valor de temperatura.

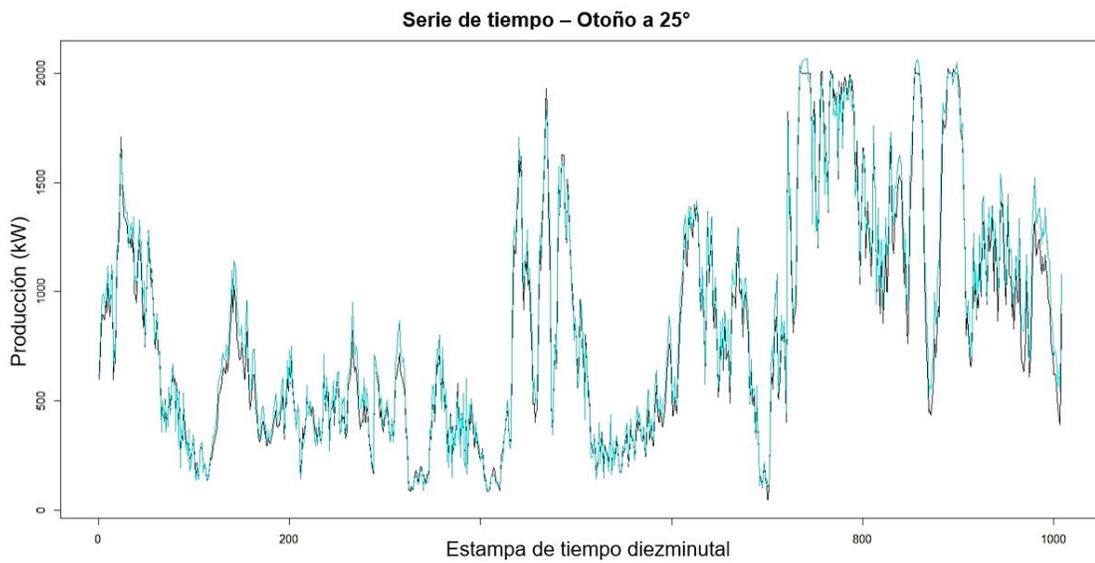
En las siguientes series de tiempo de la semana representativa de cada estación, se aprecia la potencia generada medida del parque, obtenida mediante la regresión polinómica, para un horizonte de predicción diezminutal (i.e. P_{t+1}). Las series de tiempo presentadas se llevaron a cabo con el modelo a 25° , esto debido a que se hizo la métrica del error en los tres modelos de temperatura (5° , 25° y 38°), obteniendo el menor error a 25° .



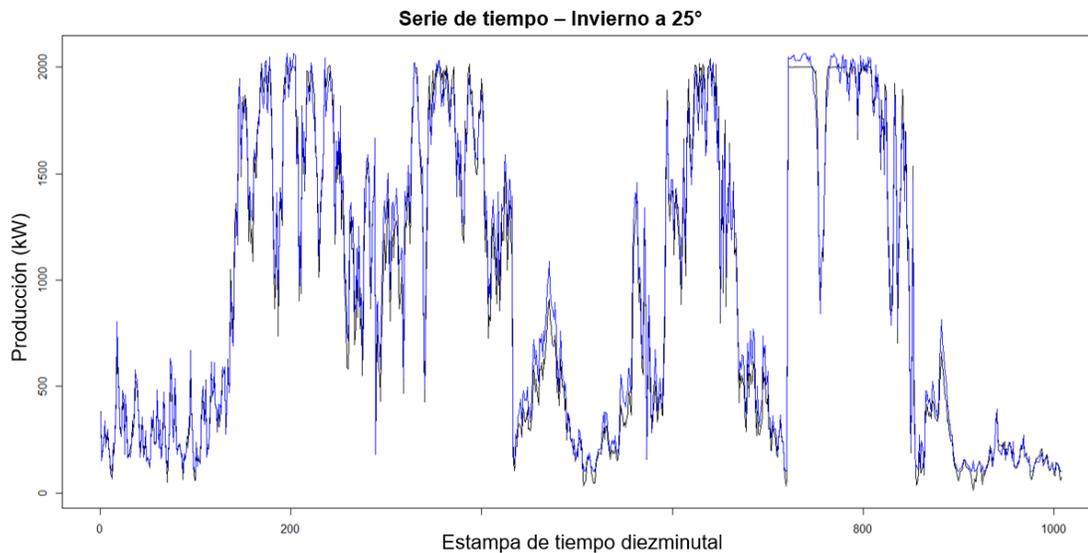
Gráfica 4. 7 Generación real (color negro) vs. pronóstico (color verde).



Gráfica 4.8 Generación real (color negro) vs. pronóstico (color rojo).



Gráfica 4. 9 Generación real vs. pronóstico (otoño).



Gráfica 4. 10 Generación real vs. pronóstico (invierno).

En las series temporales anteriores, en el eje horizontal se presenta toda la estampa de tiempo (fecha, día y minuto), mientras que en el eje vertical se indica la potencia generada. Añadiendo que, en las cuatro series de tiempo, la línea en color negro representa la generación medida del histórico de datos y las líneas en colores representan el pronóstico calculado a través de la regresión polinómica a 25°, donde además se aprecia como el pronóstico hecho, sigue la tendencia de la generación eólica.

La calidad de los modelos se realizó mediante métricas de calidad como el Error Cuadrático medio (RMSE) y el Error medio Absoluto, las cuales miden la precisión y variabilidad de los modelos.

En (Chai, 2014) menciona que para medir la exactitud de un pronóstico se recomienda usar el Error Cuadrático Medio (RMSE) y el Error Medio Absoluto (MAE). En la siguiente tabla se indican los errores RSME y MAE para el pronóstico de las tres temperaturas.

Tabla 4. 7 Métrica de los errores.

Medida de Error	5°	25°	38°
MAE (kW)	78.86	57.01	68.87
RMSE (kW)	101.19	76.72	90.40

El error RMSE da la medida de las diferencias al cuadrado, por lo cual penaliza de forma cuadrática los errores, es decir la varianza. MAE por otra parte, mide la precisión y da la media de las diferencias absolutas.

Entonces los valores de los errores calculados que se aprecian en la tabla 4.7, muestran que el modelo de regresión polinómica que obtuvo mejores resultados fue el de 25°, ya que la curva a 5° grados muestra mayor error, seguido de la curva a 38°. Mientras que el menor error se da en el modelo 25°, lo que significa que a pesar de que haya variaciones de temperatura, esta curva muestra un mejor pronóstico, indicando que hay una temperatura media alrededor del año, que no se polariza hasta la máxima o mínima temperatura.

Para tener en cuenta el peso del error respecto al valor de la variable medida se normaliza el error medio absoluto (Stauffer & Seaman, 1990), en lugar de emplear las métricas cualitativas en la métrica del error, se opta por el NMAE, (Madsen, 2005), para evaluar las habilidades de pronóstico de referencia y el método propuesto.

Se ha documentado que estas métricas proporcionan resultados independientes del tamaño del parque eólico, además, ofrecen una visión en función de la capacidad instalada del sitio (Madsen, 2005).

En la tabla 4.8 se presenta el error normalizado, el cual está en función de la capacidad instalada, que para este caso fue de un aerogenerador de 2MW.

Tabla 4. 8 Normalización del error.

Error	5°	25°	38°
NMAE	0.039%	0.029%	0.034%

El valor NMAE para los diez minutos siguientes a 25° es de alrededor del 0.029%, mientras que a 38° es 0.034% y 0.039% para 5°. El modelo más preciso de regresión es mediante la curva a 25°.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Se realizó un modelo CFD de un aerogenerador de 2MW del parque eólico La Rumorosa, donde fue considerada la orografía del terreno, lo que permitió obtener la curva de potencia mecánica para cada valor de velocidad como está formada la curva de potencia eléctrica del fabricante, posteriormente mediante un factor de pérdidas se estimó la potencia eléctrica para replicar la curva de potencia de fabricante, validando con esta misma curva y con una curva de datos reales de generación del parque, dándole así, la validez al modelo CFD.

Se encontró que al obtener la curva eléctrica calculada a partir del modelo CFD, esta se asemejaba más a la curva de potencia real medida del parque, mientras que la curva de fabricante se encontraba con valores de generación mayores, mientras que en la realidad el aerogenerador no produce dichos valores, dando mayor certeza al modelo elaborado.

Al obtener la curva de potencia eléctrica a una temperatura de 25°, se calcularon dos curvas de potencia de acuerdo con la temperatura máxima y mínima del histórico de datos de la generación con que se cuenta del parque.

Se realizó una regresión polinomial para obtener una función que nos permitiera obtener el valor de la potencia generada, según la velocidad de viento para las tres temperaturas (mínima de 5°, ambiente 25° y máxima de 38°). Se elaboró el pronóstico para un horizonte diezminutal tomando como prueba un mes de generación, tomando la semana más representativa de cada estación. Logrando el objetivo de encontrar una metodología CFD para realizar un pronóstico de generación.

Una vez hecho el pronóstico para cada función de temperatura, se llevó a cabo la métrica del error y así poder evaluar la exactitud de nuestro modelo físico de pronóstico. Dando como mejor resultado del modelo a temperatura de 25°.

Se obtuvieron buenos resultados al medir el error RSMS y MAE para el modelo CFD planteado. Finalmente se normalizo el error medio absoluto para tener en cuenta el peso del error respecto al valor de la variable medida, que en este caso sería la potencia eléctrica generada.

Se llevo a cabo la simulación del parque eólico La Rumorosa utilizando el modelo CFD, donde se encontró como hay una afectación entre un aerogenerador y otro, lo que provoca un incremento de la velocidad en algunos aerogeneradores. Estos resultados fueron validados con los datos históricos y se encontró este fenómeno, donde había una mayor generación en algunos aerogeneradores y otros tenían menor generación, estando sometidos a la misma velocidad de viento.

5.2 Recomendaciones

Realizar la validación utilizando la metodología para un parque con distintas características, tanto del aerogenerador como de la orográfica y compararlas con datos medidos en campo.

Probar un mejor refinamiento en la discretización del modelo, ya sea para el rotor o el dominio estacionario.

Se recomienda hacer un pronóstico para un horizonte de tiempo mayor, por ejemplo, un día o quizá una semana, y ver cuáles son los valores del error, mediante un modelo persistente.

Bibliografía

- ABB. (2012). Cuaderno Tecnico de Plantas Eólicas. En ABB. Barcelona.
- AL-DEEN, S. (2006). A Physical Approach to Wind Speed Prediction for Wind Energy Forecasting. *Internacional Symposium on Computational Wind Engineering*, 4.
- Amada, J. M. (2007). *CURSO DE ENERGÍA EÓLICA*.
- ANEMOS. (2007). *Estudio sobre la predicicon eólica en Europa*. Madrid.
- ANSYS. (2009).
- ANSYS. (2018).
- Barquero. (2003). *Development of Efficient Wind Power Prediction Systems*:. Madrid.
- Canales, A. G. (2017). Diseño aerodinámico de un rotor para una turbina eólica de 30 kW. *MEMORIAS DEL XXIII CONGRESO INTERNACIONAL ANUAL DE LA SOMIM*, 12.
- Chai, T. (2014). Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? –Arguments against avoiding RMSE in the literature. *Geosci. Model Dev.*, 7, 1247–1250, 2014, 4.
- COP. (2016). Acuerdo de paris. *IMCO*.
- DÍEZ, P. F. (1993). ENERGIA EOLICA. En P. F. DIEZ. España.
- DOF. (2015). *Bases del Mercado Eléctrico*. Obtenido de Diario Oficial de la federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468640&fecha=05/01/2017
- DOF. (2017). *Manual de Pronósticos*.
- Earth, G. (octubre de 2018).
<https://www.google.com.mx/maps/place/Parque+E%C3%B3lico+la+Rumorosa+>
 Obtenido de
<https://www.google.com.mx/maps/place/Parque+Eólico+la+Rumorosa+>
 +l
- eólica, A. d. (7 de Mayo de 2003). *Danish Wind Industry Association*. Obtenido de <http://www.windpower.org/es/tour/wres/pwr.htm>

- GAMESA. (Abril de 2008). *G 87- 2 MW*. Madrid, Esp.: Gamesa Corp.
- GAMESA. (2008). *Gamesa G87-2.0 MW*. Sarriguren, Spain.
- Giebel. (2006). *Results from Mesoscale, Microscale and CFD Modelling. Deliverable*.
- Hirsch. (2009).
- Jamieson, P. (2011). *INNOVATION IN WIND*. Garrad Hassan, UK.
- JJ. (23 de Marzo de 2016). *Human in a Machine World*. Obtenido de Human in a Machine World: <https://medium.com/human-in-a-machine-world/mae-and-rmse-which-metric-is-better-e60ac3bde13d>
- Kariniotakis. (2017). *Renewable Energy*.
- Kessler, M. (2016).
- López, J. M. (2003). *Manual de energía eólica*. Madrid: Mundi-Prensa.
- Madsen, H. (2005). Standardizing the performance, evaluation of short-term wind power prediction models. *Wind Energy* .
- Marčiukaitis, M. (2017). Non-linear regression model for wind turbine power curve. *Renewable Energy*, 17.
- Milne Thomson, L. (s.f.). *Theoretical Aerodynamics*. Dover Publications, ISBN 0-486-61980-X.
- Namiranian, A. (2011). *3D Simulation of a 5MW Wind*. Karlskrona, Sweden.
- NCAR. (2018). *Mesoscale & Microscale Meteorology Laboratory*. Obtenido de <https://www.mmm.ucar.edu/weather-research-and-forecasting-model>
- O'Brien, J. (2018). An assessment of commercial CFD turbulence models for near wake. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics* 176.
- Pizaña, F. (2015). Sobre la ley de Betz. *Researchgate*.
- Santamaría & Ballesteros. (2016). Wind speed forecasting for wind farms: A method based on support. *Renewable Energy*, 20.
- Schaffarczyk, A. P. (2014). Introduction to Wind Turbine. En A. P. Schaffarczyk, *Introduction to Wind Turbine*. Springer.
- SENER. (2017). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030*. CDMX.
- Shu, L. (2018). 3D numerical simulation of aerodynamic performance of iced contaminated. *Cold Regions Science and Technology*, 13.

Solorio, R. (2014). MODELOS DE TURBULENCIA EN MECÁNICA DE FLUIDOS COMPUTACIONAL.

Sparlat. (2000).

Stauffer & Seaman, D. &. (1990). Use of Four-Dimensional Data Assimilation in a Limited-Area Mesoscale Model. Part I: Experiments with Synoptic-Scale Data. *American Meteorological Society*.

VERSTEEG, H. K. (1995). An Introduction to computational fluid dynamics. Longman Group Ltd.

Vinuesa, P. (2016). Regresión Polinomial. *CCG-UNAM*.

Willmott, and Matsuura. (2005). Advantages of the Mean Absolute Error (MAE) over the Root Mean Square Error (RMSE) in assessing average model performance. *Clim. Res.*

Yamaguchi. (2006). *A Physical Approach to Wind Speed Prediction*.

Apéndices

Apéndice A: Metodología para la evaluación del modelo CFD de pronóstico de generación.

En la actualidad no se ha desarrollado ningún protocolo de evaluación para de modelos, siendo una tarea pendiente y necesaria. La mayoría de los estudios científicos optan por el uso de estadísticos simples como el error cuadrático medio, el error absoluto medio o el sesgo. Algunos trabajos donde se plantean y utilizan distintos estadísticos para la evaluación de NWP son (Willmott, and Matsuura, 2005), (Stauffer & Seaman, 1990).

Para la validación presentada se ha optado por utilizar el error cuadrático medio (RMSE), el error absoluto medio (MAE), el error absoluto medio normalizado (NMAE), Éstos estadísticos permiten medir la precisión de la simulación.

Por precisión se entiende el promedio del grado de correspondencia entre pares individuales de valores pronosticados y valores observados. Por valores observados se entiende aquellos obtenidos en estaciones de medida meteorológicas. Para el cálculo de la precisión se utiliza el error medio cuadrático, definido como:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (y_j - \hat{y}_j)^2}$$

Donde:

y_j = Es el valor pronosticado para la celda j

\hat{y}_j = Es el valor observado para la celda j

n = El número de valores analizados

El error medio cuadrático nos da la medida de las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados. Otro estadístico que nos describe una información similar es el error absoluto medio definido como

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |y_j - \hat{y}_j|$$

Para tener en cuenta el peso del error respecto al valor de la variable medida se normaliza el error absoluto, teniendo el error absoluto medio normalizado (Santamaría & Ballesteros, 2016):

$$\varepsilon(t + h|t) = \frac{1}{P_{inst}} P(t + h) - \hat{P}(t + h|t)$$

Anexos

Se anexa el artículo generado por este trabajo de tesis



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO EN CELAYA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRÓNICA**

Estimado(a) autor(a):

El presente es un recordatorio acerca de la publicación de la Memoria del CIER18. La Memoria será publicada como parte de un número especial de la Revista Pistas Educativas ISSN: 2448-847X indexada por REDIB (Red Iberoamericana de Innovación y Conocimiento Científico). Este número especial se publicará en los primeros días del mes de noviembre, estando disponible en la página de la revista:

pistaseducativas.itc.mx

Te notificaremos de manera oportuna la fecha a partir de la cual la Memoria estará en línea.

Gracias por tu participación en el CIER18

**CONGRESO INTERNACIONAL DE
ENERGÍAS RENOVABLES**



CIER 2018
5 - 7 SEPTIEMBRE 2018

CIER 18



El Tecnológico Nacional de México en Celaya

Otorga la presente

Constancia

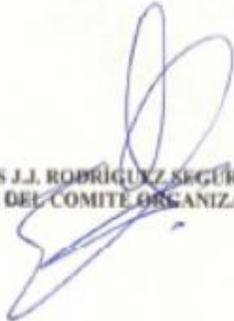
a

EMMANUEL RODRÍGUEZ S.

Por haber presentado la ponencia titulada

“OBTENCIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR DE 2MW, MEDIANTE UN MODELO CFD”

En el Congreso Internacional de Energías Renovables 2018
Del 5 al 7 de septiembre en la ciudad de Celaya, Guanajuato.


DR. ELÍAS J.J. RODRÍGUEZ SEGURA
PRESIDENTE DEL COMITÉ ORGANIZADOR



M.C. ARTURO ALCARAZ AVENDAÑO
JEFE DEL DEPTO. DE ING. ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
S.E.P.
INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE CELAYA

