



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Restricciones de diseño para torres de acero
de aerogeneradores**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Civil

P R E S E N T A

Leomar Antonio González Olmos

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Sonia Elda Ruiz Gómez



Ciudad Universitaria, Ciudad de México, 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado RESTRICCIONES DE DISEÑO PARA TORRES DE ACERO DE AEROGENERADORES que presenté para obtener el título de INGENIERO CIVIL es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

LEOMAR ANTONIO GONZALEZ OLMOS
Número de cuenta: 315190098

Dedicatoria

A mi mamá y a Miguel, por su apoyo incondicional y los sacrificios tan grandes que hicieron para darnos siempre lo mejor. Hoy estoy muy orgulloso de la persona que soy, y sé que es en gran parte gracias a ustedes.

A Valeria, porque haber crecido contigo fue lo mejor que me pudo pasar. Y gracias porque, sin darte cuenta, te convertiste en un gran ejemplo para mí.

A Oli y Luis, por ser parte fundamental de una vida llena de apoyo y cariño. Y a mi abuela que, donde quiera que esté, no hay forma de pagarle todo el amor que nos dio.

Agradecimientos

Agradezco al resto de mi familia, por el apoyo constante, el cariño y la cercanía a lo largo de este camino. Su presencia y acompañamiento han sido muy valiosos para mí.

De la misma manera, quiero agradecer a mis amigos y compañeros a lo largo de mi vida académica, desde la secundaria, la preparatoria y en la universidad. Gracias por tantos años de momentos valiosos y por permitirme crecer de muchas maneras junto a ustedes. Este camino no habría sido igual sin su compañía.

A los profesores y profesoras que me instruyeron durante mi formación académica, por sus enseñanzas, tan valiosas para mi desarrollo personal y profesional, y en quienes he encontrado una gran fuente de inspiración.

Agradezco a la Dra. Sonia Ruiz, por compartir sus conocimientos y enseñanzas, así como por su guía y paciencia durante el desarrollo de la tesis. De igual manera, a Jonathan De Anda por el tiempo dedicado y el apoyo durante la elaboración de este trabajo.

Asimismo, agradezco a la Dirección General de Asuntos del Personal Académico (DGAPA) y al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT-IN100423 e IN-100526) por el financiamiento otorgado, que hizo posible la realización de esta investigación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), a la Facultad de Ingeniería y al Instituto de Ingeniería por el recurso concedido para poder formarme en la máxima casa de estudios.

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla una metodología basada en un análisis paramétrico de diseño para un conjunto de torres de acero de aerogeneradores de mediana altura, considerando las restricciones establecidas en los códigos internacionales de diseño. El objetivo principal de este estudio consiste en obtener los parámetros geométricos necesarios para garantizar un comportamiento estructural adecuado de las torres de aerogeneradores. Se evalúan tres restricciones de diseño: 1) la resistencia ante el pandeo en función de los esfuerzos máximos permisibles, 2) el desplazamiento máximo en la punta de la torre, y 3) la frecuencia natural de vibración de la estructura. Por otro lado, se analiza la influencia que tienen los diferentes parámetros de diseño, con la finalidad de identificar cuál de ellos tiene un mayor impacto sobre el comportamiento estructural de las torres de soporte. La metodología se aplica a un conjunto de torres de aerogeneradores que varían de 70 m a 85 m de altura, cuya zona de estudio se encuentra en la Ventosa, Oaxaca.

ABSTRACT

In this work, a methodology based on a parametric design analysis is developed for a set of medium-height wind turbine steel towers, considering the constraints established in international design codes. The main objective of this study is to obtain the necessary geometric parameters to ensure adequate structural behavior of the wind turbine towers. Three design constraints are evaluated: 1) buckling resistance based on maximum allowable stresses, 2) maximum displacement at the tower tip, and 3) vibration natural frequency of the structure. Additionally, the influence of different design parameters is analyzed to identify which one has a greater impact on the structural behavior of the support towers. The methodology is applied to a set of wind turbine towers ranging from 70 m to 85 m in height, located in La Ventosa, Oaxaca.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Antecedentes: El poder del viento	1
1.2	Objetivos	4
1.3	Alcances y limitaciones	4
1.4	Organización de la tesis	5
2	CONCEPTOS GENERALES DE VIENTO PARA EL DISEÑO DE AEROGENERADORES	6
2.1	Velocidad media anual del viento	6
2.2	Variación de la velocidad con la altura	8
2.3	Viento turbulento	10
3	AEROGENERADORES	11
3.1	Función básica de los convertidores de energía	11
3.2	Componentes del aerogenerador	12
3.3	Fallas más comunes	14
4	ANÁLISIS DE TORRES DE AEROGENERADORES	16
4.1	Antecedentes y estado del arte	16
4.2	Cargas actuantes en la torre	18
4.2.1	Cargas de viento	19
4.2.2	Cargas gravitacionales e inerciales	22
4.2.3	Otras cargas	23
4.3	Restricciones de diseño	24
4.3.1	Frecuencia natural de la torre	24
4.3.2	Deflexión	26
4.3.3	Estabilidad y pandeo	28

5	METODOLOGÍA.....	31
6	CASOS DE ESTUDIO.....	33
6.1	Zona de estudio	33
6.2	Caracterización del viento	34
6.3	Propiedades geométricas y estructurales de las torres	38
6.4	Restricciones de diseño	40
7	RESULTADOS.....	42
7.1	Influencia de los parámetros geométricos de diseño en el comportamiento estructural de torres de aerogeneradores.....	42
7.2	Variación de los parámetros con respecto a la geometría	50
7.3	Recomendaciones de diseño para torres de aerogeneradores.....	57
8	CONCLUSIONES.....	59
9	REFERENCIAS.....	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6-1. Valores de c , α y δ (CFE, 2020).	36
Tabla 6-2. Variables geométricas de diseño para las torres de acero.	38
Tabla 6-3. Propiedades estructurales de los aerogeneradores.	39
Tabla 7-1. Valores mínimos de diámetro y espesor de las torres que cumplen las restricciones de diseño.	46
Tabla 7-2. Masa estructural de las torres seleccionadas.	54
Tabla 7-3. Rangos de variables geométricas de diseño recomendados.	58
Tabla 7-4. Diseños óptimos de las torres de aerogeneradores.	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Porcentaje de la producción de energía eólica en el mundo con respecto a la producción total, por año (Ritchie <i>et al.</i> , 2023).	1
Figura 1-2. Países con mayor generación de energía eólica en 2022 (Ritchie <i>et al.</i> , 2023).	2
Figura 1-3. Potencia instalada por estado (AMDEE, 2023).	3
Figura 2-1. Funciones de distribución de Rayleigh para velocidad media anual del viento $\bar{v}_a = 11 \text{ m/s}$	7
Figura 2-2. Capa superficial, exterior y capa límite atmosférica.	9
Figura 3-1. Esquema de los componentes de un aerogenerador.	12
Figura 3-2. Fallas más comunes en aerogeneradores. Modificado de Kavakli y Gudmestad (2023).	15
Figura 3-3. Colapso por pandeo de una torre de aerogenerador en Alemania, 2017 (Capaldo <i>et al.</i> , 2020).	16
Figura 4-1. Cargas actuantes en la torre.	19
Figura 4-2. Método simplificado de la fuerza actuante en el rotor.	22
Figura 4-3. Rangos de frecuencia de las torres de aerogeneradores.	25
Figura 5-1. Diagrama de flujo del algoritmo utilizado para el análisis paramétrico.	32
Figura 6-1. Velocidad media del viento a 150 m de altura con datos del <i>Global Wind Atlas</i> (DTU y World Bank Group, s.f.)	34
Figura 6-2. Mapa de isotacas para velocidades regionales con periodo de retorno de 200 años (CFE, 2020).	35
Figura 6-3. Perfiles de: a) variación del factor de exposición local (Frz) y b) variación de velocidad de diseño, para una torre de 85 m de altura.	37
Figura 7-1. Modelos que cumplen con las restricciones de diseño para cada altura.	43
Figura 7-2. Distribución de frecuencias de valores de frecuencia natural de vibrar (fn) de las torres estudiadas.	46
Figura 7-3. Desplazamiento máximo en la punta (en m) para torres con altura de a) 70 m, b) 75 m, c) 80 m y d) 85 m.	48
Figura 7-4. Variación de la relación de esfuerzos (σ_{cr}/σ_{act}) en función de la esbeltez para torres con altura de a) 70 m, b) 75 m, c) 80 m y d) 85 m.	50

Figura 7-5. Variación del desplazamiento en la punta (en m), relación de esfuerzos de pandeo y frecuencia natural (en Hz) contra a) Diámetro promedio y b) Espesor promedio.51

Figura 7-6. Masa de las torres de acero en función del diámetro y espesor promedio.53

Figura 7-7. Relación entre los parámetros de diseño estructural correspondientes a torres de aerogeneradores de mediana altura.55

NOTACIÓN

α	Exponente de variación de la velocidad del viento respecto a la altura
A_w	Factor de escala
A	Área de barrido del rotor
A_{exp}	Área de exposición
B^2	Factor de respuesta de fondo
C_a	Coeficiente de arrastre
C_T	Coeficiente de empuje
c	Coeficiente de escala de rugosidad
δ	Altura a partir de la cual la variación del viento con la altura es despreciable
d_p	Desplazamiento horizontal en la punta de la torre
D_b	Diámetro de la torre en la base
D_p	Diámetro de la torre en la punta
D_r	Diámetro del rotor
ε_a	Factor de reducción por carga axial
ε	Factor de reducción por interacción de modos de pandeo axial y por flexión
ε_b	Factor de reducción por momento flexionante
E	Módulo de elasticidad del acero
e	Factor de imperfección geométrica
F_{rz}	Factor de exposición
F_{RR}	Factor de respuesta de ráfaga
F_T	Factor de topografía
$F(v)$	Distribución de probabilidad acumulada
$f(v)$	Distribución de probabilidad relativa
f_{ys}	Esfuerzo de fluencia del acero
f_r	Frecuencia del rotor
f_n	Frecuencia natural de la torre
F_w	Fuerza de la acción del viento
F_y	Fuerza horizontal inercial por el giro del rotor
G	Factor de corrección por presión
H	Altura de la torre
H_{ref}	Altura de referencia
I	Momento de inercia
I_v	Índice de turbulencia
K_{re}	Factor de corrección por esbeltez
k_p	Factor pico asociado a la respuesta del viento en una distribución Gaussiana
k	Parámetro de forma para la distribución de Weibull
λ	Relación de esbeltez de la torre
λ_a	Relación de esbeltez para pandeo local
λ_r	Relación de esbeltez para estabilidad global
m_{torre}	Masa de la torre

$m_{turbina}$	Masa del rotor y la góndola
M_d	Momento a flexión de diseño
M_x	Momento actuante en la punta de la torre
M	Momento flexionante
M_w	Momento generado por la fuerza del viento
M_R	Momento generado por la fuerza horizontal del rotor
N_w	Ancho de la góndola
N_{el}	Carga crítica de Euler para una viga en voladizo
N_d	Fuerza axial de diseño
P_{max}	Potencia máxima teórica que puede extraerse del viento
P	Potencia que puede extraerse del viento
p_n	Presión neta estática
q_z	Presión dinámica de base
r	Radio de giro de la sección transversal de la torre
R	Radio de la sección transversal de la torre
ρ_s	Densidad del acero
ρ	Densidad del aire
R^2	Factor de respuesta en resonancia
σ_{act}	Esfuerzo actuante de pandeo
σ_{el}	Esfuerzo crítico de compresión
σ_{cr}	Esfuerzo crítico de pandeo
σ_{ad}	Esfuerzo por carga axial
σ_{bd}	Esfuerzo por momento flexionante
t	Espesor de la pared de la torre
t_b	Espesor de la pared de la torre en la base
t_p	Espesor de la pared de la torre en la punta
T_r	Periodo de retorno
v'	Componente turbulenta del viento
v	Velocidad del viento
v_{ref}	Velocidad del viento a la altura de referencia
v_1	Velocidad del viento antes de atravesar el rotor
v_2	Velocidad del viento después de atravesar el rotor
$\bar{v}$	Velocidad media del viento
$\bar{v}_a$	Velocidad media anual del viento
V_D	Velocidad de diseño del viento
V_R	Velocidad regional de ráfaga
ν_p	Relación de Poisson
w_{torre}	Peso de la torre
$w_{turbina}$	Peso de la turbina
x	Desplazamiento lateral de la torre
z	Altura de análisis
z_0	Longitud de rugosidad

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes: El poder del viento

La generación de energía a partir de fuentes no renovables, tales como el petróleo y el carbón, constituye más del 60% del total de energía producida a nivel mundial. Este elevado uso de combustibles fósiles ha provocado un incremento significativo en las emisiones de gases de efecto invernadero, las cuales son una de las principales causas del cambio climático. Por otro lado, en el año 2022, aproximadamente el 29.55% de la energía total producida provino de fuentes renovables, como la energía solar, hidroeléctrica, geotérmica y eólica (Ritchie *et al.*, 2023), siendo esta última una de las más importantes debido a su notable crecimiento en la última década.

El recurso eólico se ha consolidado como una de las alternativas más eficientes para afrontar la creciente demanda de energía de manera sostenible sin tener que recurrir al uso de combustibles fósiles. La Figura 1-1 muestra la tendencia de crecimiento global de la energía eólica en relación con la producción total de energía. Ante este escenario, es importante planificar adecuadamente la infraestructura eólica, y garantizar que los aerogeneradores tengan un desempeño estructural eficiente y seguro, capaces de resistir las fuerzas provocadas por el viento.

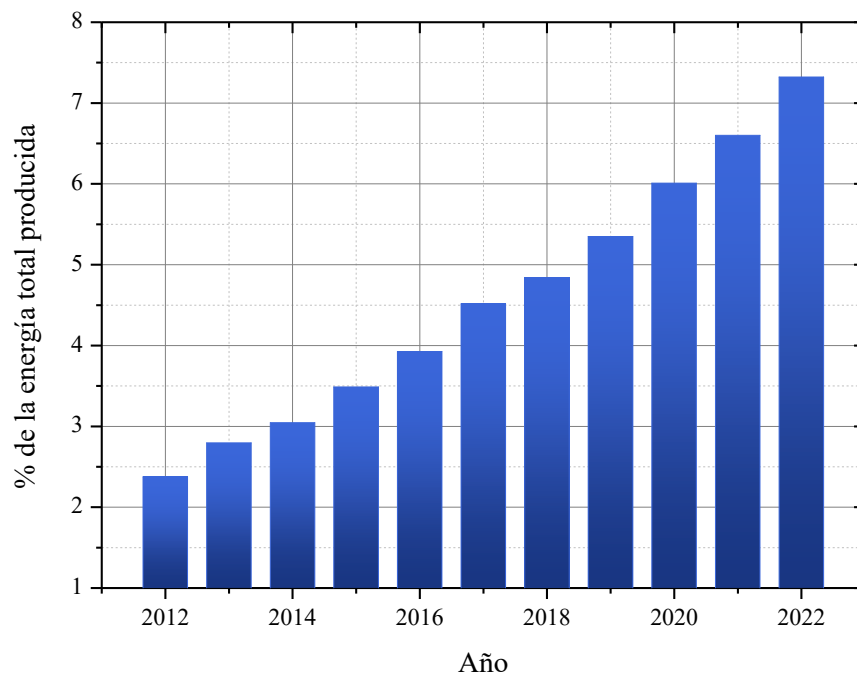


Figura 1-1. Porcentaje de la producción de energía eólica en el mundo con respecto a la producción total, por año (Ritchie *et al.*, 2023).

Aunque la energía eólica está ganando terreno a nivel global, su participación varía considerablemente entre los principales países productores. En países como Argentina, China, Francia, Italia, Canadá, México y la India, esta fuente renovable constituye menos del 10% de su producción total de energía, mientras que en países como España, Alemania, Reino Unido y Portugal la energía eólica supera el 20% de su matriz energética.

Un ejemplo destacado es el caso de Dinamarca, donde la energía eólica alcanza casi el 55% del suministro total de energía. Es importante señalar que, en el año de 2022, el 84% de su energía total producida provino de fuentes no renovables. Este logro no solo se atribuye al gran recurso eólico de Dinamarca, sino también a su eficiente aprovechamiento del mismo para impulsar una transformación del sector energético hacia un modelo más sostenible con el medio ambiente.

De acuerdo con los datos publicados por Ritchie *et al.* (2023), en el año 2022 México se encontraba en el lugar número 15 entre los países del mundo con mayor generación de energía eléctrica por viento, con una capacidad instalada comparable a la de países como Dinamarca, Polonia, Italia y Países Bajos. Por otro lado, China y Estados Unidos lideran este sector energético, con una producción que superó los 1.100 TW-h en ese mismo año, lo que representó el 57% de la producción total de energía eólica a nivel global, como se muestra en la Figura 1-2.

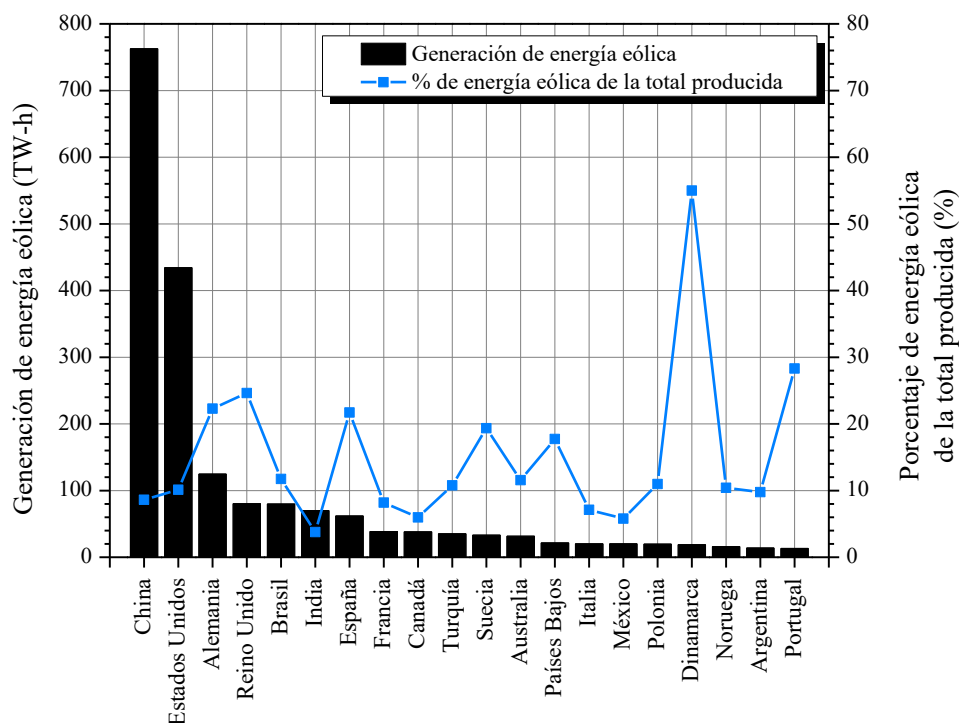


Figura 1-2. Países con mayor generación de energía eólica en 2022 (Ritchie *et al.*, 2023).

Actualmente México cuenta con una infraestructura de 70 parques eólicos operando en 15 estados de la República y que representan una potencia nominal total de 9.03 GW. En la Figura 1-3, se muestra la distribución de la potencia instalada y el número de aerogeneradores por estado, en donde se observa una mayor presencia de instalación eólica en los estados fronterizos del norte, como Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, así como en regiones de la península de Yucatán y Oaxaca. Cabe destacar que este último estado se posiciona como la región con la mayor capacidad de energía eólica en el país. Esta situación se debe principalmente a que se encuentra dentro del Istmo de Tehuantepec, que es una zona que cuenta con condiciones topográficas y meteorológicas adecuadas para el aprovechamiento eficiente del potencial eólico.

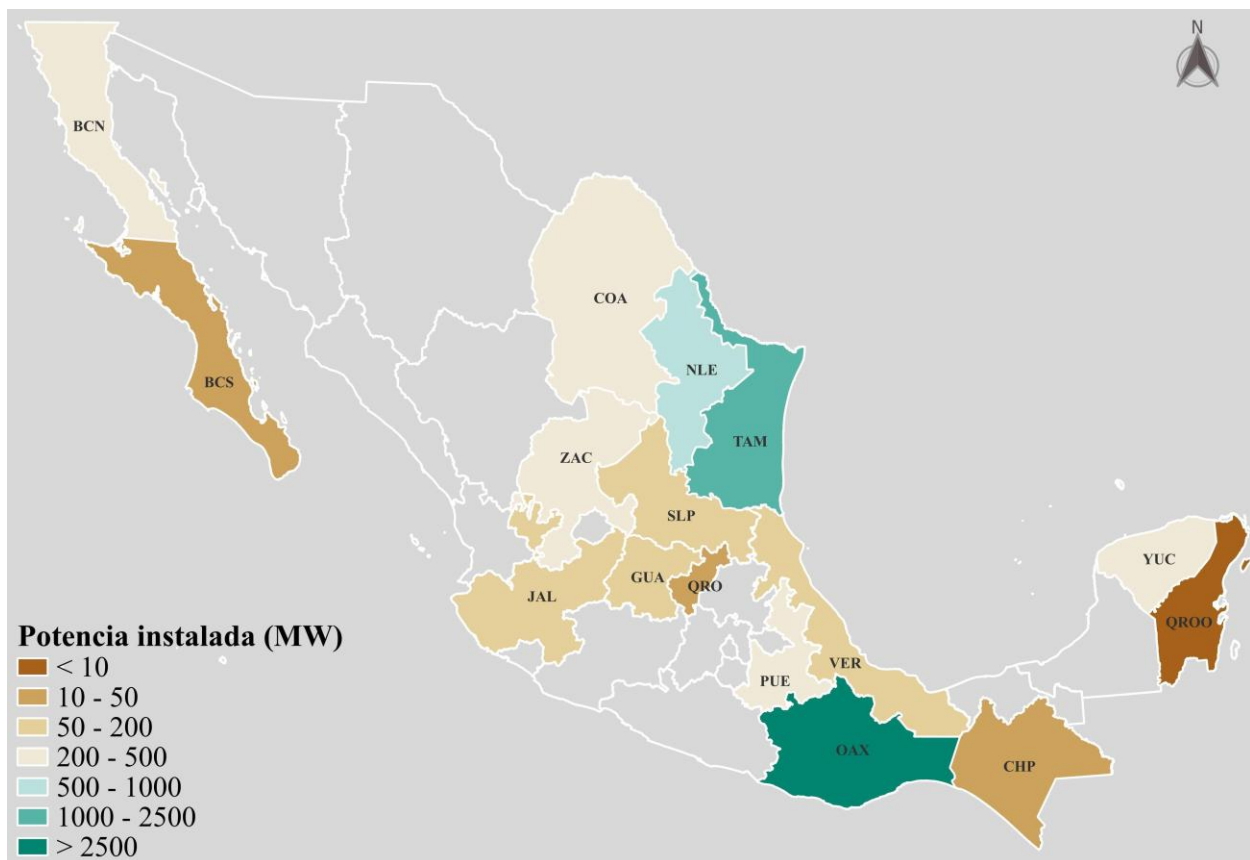


Figura 1-3. Potencia instalada por estado (AMDEE, 2023).

Es evidente que la implementación de sistemas de generación de energía eléctrica a partir del viento ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. Este incremento en la demanda de la energía eólica nos compromete a construir aerogeneradores con diseños óptimos que aseguren un comportamiento estructural adecuado ante las cargas dinámicas generadas por el viento.

1.2 Objetivos

El objetivo general del presente trabajo de investigación es analizar las principales restricciones asociadas al diseño de torres de acero de aerogeneradores, con el propósito de identificar las variables geométricas que mayor impacto tienen sobre la respuesta global de este tipo de estructuras y su resistencia ante el pandeo.

Entre los objetivos particulares, se encuentran los siguientes:

- Desarrollar un análisis paramétrico de estabilidad y pandeo con ayuda del Software Matlab (Mathworks, 2021) y Mathcad (PTC, 2023).
- Obtener fuerzas equivalentes usando el Manual de Obras Civiles-Diseño por Viento (MDOC-DV) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su versión 2020 (CFE, 2020).
- Llevar a cabo un estudio de sensibilidad para analizar la influencia que tienen las variables geométricas de la torre en las restricciones de diseño.
- Proponer límites relacionados con las variables geométricas de diseño para torres de mediana altura.

1.3 Alcances y limitaciones

El presente estudio se enfoca principalmente en el análisis de torres de aerogeneradores de mediana altura (70 m, 75 m, 80 m y 85 m), ubicadas en la región de “La Ventosa”, en el estado de Oaxaca. Por lo que las fuerzas del viento consideradas en este trabajo son representativas de la zona de estudio. Con el fin de simplificar los modelos estructurales, se asume un diámetro de rotor constante para todos los casos analizados, el cual se representa mediante una masa concentrada en la parte superior de la torre de soporte. El análisis de las restricciones de diseño se basa en un análisis paramétrico tomando en cuenta las siguientes hipótesis:

- La torre se discretiza como un elemento en voladizo conformado por segmentos de sección troncocónica, con diámetros y espesores que incrementan linealmente desde su base hasta la punta.
- El material de la torre se considera linealmente elástico, isotrópico y homogéneo.
- Las deflexiones en la punta de la torre se calculan utilizando la teoría de vigas de Euler-Bernoulli, considerando también efectos relacionados con momentos de segundo orden.

- Se desprecian los efectos aeroelásticos por desprendimiento de vórtices, debido a la complejidad de su análisis.
- El análisis estructural se simplifica como un sistema bidimensional considerando que la dirección del viento es perpendicular al rotor.
- Las cargas por sismo se desprecian de manera que los resultados muestren únicamente la influencia del viento.

1.4 Organización de la tesis

En el Capítulo 1 se presenta una introducción acerca de la situación actual de la energía eólica a nivel mundial y nacional, estableciendo el contexto necesario para comprender la importancia del estudio. Se describen los antecedentes relacionados con el crecimiento de la generación eólica, se plantean los objetivos de la investigación y se delimitan los alcances y limitaciones del estudio.

El Capítulo 2 describe los fundamentos físicos que rigen el comportamiento del viento, los cuales son importantes para la estimación de las cargas actuantes sobre las torres de aerogeneradores, las cuales se determinan siguiendo la metodología del MDOC-DV de la CFE (CFE, 2020).

En el Capítulo 3 se abordan los aspectos generales de los aerogeneradores, incluyendo su clasificación, sus componentes y principios de funcionamiento. Asimismo, se analizan las fallas más comunes que pueden afectar el desempeño estructural y operativo de estos sistemas. En el Capítulo 4 se presenta una revisión del estado del arte y una descripción detallada de las principales restricciones de diseño que rigen la revisión del análisis estructural propuesto, incluyendo criterios de seguridad, límites de servicio y consideraciones de estabilidad.

En el Capítulo 5 se describe la metodología propuesta para el análisis de las torres, especificando el enfoque utilizado, las restricciones de diseño y los pasos seguidos en el proceso para encontrar los mejores parámetros geométricos que permitan un adecuado desempeño estructural de las torres de soporte de los aerogeneradores. El Capítulo 6 presenta los casos de estudio, así como las características geométricas y estructurales de los modelos analizados. Se presentan los resultados obtenidos, destacando la influencia de las restricciones de diseño en el comportamiento estructural de las torres, y se proponen recomendaciones de diseño.

Finalmente, se exponen las conclusiones generales del estudio y se proporciona la bibliografía utilizada para el desarrollo de esta investigación.

2 CONCEPTOS GENERALES DE VIENTO PARA EL DISEÑO DE AEROGENERADORES

La caracterización de las condiciones del viento en un sitio determinado sigue representando un reto que no puede resolverse de manera inmediata mediante información generalizada. Por lo que obtener datos confiables sobre el comportamiento del viento es fundamental en la planeación de sistemas como los aerogeneradores. Para maximizar el aprovechamiento de la energía del viento, resulta indispensable comprender los principales parámetros y leyes físicas que rigen este fenómeno.

El viento se genera como consecuencia de las diferencias de temperatura y presión atmosférica entre distintas regiones del planeta, lo que provoca el movimiento de las masas de aire, causando desde ligeras brisas hasta huracanes de gran intensidad. Este fenómeno se intensifica por el efecto de Coriolis (el movimiento del aire causado por la rotación de la Tierra), el cual influye significativamente en la dirección y velocidad del flujo del viento. Adicionalmente, las características topográficas locales, especialmente aquellas de escala reducida, pueden modificar sustancialmente el patrón del viento, afectando tanto su intensidad como su turbulencia.

2.1 Velocidad media anual del viento

Para caracterizar el comportamiento del viento, es necesario considerar tanto sus características de largo como de corto plazo. Uno de los principales parámetros a largo plazo es la velocidad media anual del viento, la cual se obtiene a partir de registros recopilados durante varias décadas. La variabilidad del viento ha sido uno de los desafíos más importantes para el desarrollo de la energía eólica, ya que su comportamiento puede variar en función de la hora del día, la estación del año o incluso por variaciones a largo plazo. Estas variaciones son importantes ya que los proyectos eólicos suelen diseñarse para una vida útil de hasta 25 años.

Por lo tanto, resulta importante conocer estadísticamente la frecuencia de ocurrencia de las diferentes velocidades del viento. Para ello, se emplean funciones de distribución de probabilidad entre las que destacan las funciones de frecuencia relativa y funciones de frecuencia acumulada. Para condiciones normales de viento la distribución de Weibull proporciona una aproximación adecuada, cuya función de probabilidad acumulada se define por la ecuación (2-1).

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{\bar{v}_a}{A_w}\right)^k} \quad (2-1)$$

Donde $\bar{v}_a$ es la velocidad media anual del viento (en unidades de velocidad), A_w es un factor de escala (en unidades de velocidad) y k es un parámetro de forma (adimensional).

En los casos donde solo se dispone de la velocidad media anual del viento y no se cuente con información suficiente para estimar el parámetro de forma k , es común asumir que el viento sigue una distribución Rayleigh, la cual es un caso particular de la distribución de Weibull cuando el parámetro $k = 2$. Sin embargo, en condiciones reales, este factor varía entre 1.5 (valor típico para instalaciones eólicas marinas) y 2.5 o más en zonas terrestres con menor variabilidad del viento (Hau, 2013). Las ecuaciones (2-2) y (2-3) muestran la distribución de frecuencias relativas y acumuladas de Rayleigh, respectivamente.

$$f(v) = \frac{2v}{A_w^2} e^{-\left(\frac{v}{A_w}\right)^2} \quad (2-2)$$

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A_w}\right)^2} \quad (2-3)$$

El factor A_w puede obtenerse con la ecuación 2-4 (Gorla *et al.*, 2019). En la Figura 2-1 se ilustran las funciones de distribución de Rayleigh para una velocidad media de viento $\bar{v}_a = 11 \text{ m/s}$.

$$A_w = \bar{v}_a \frac{2}{\sqrt{\pi}} \quad (2-4)$$

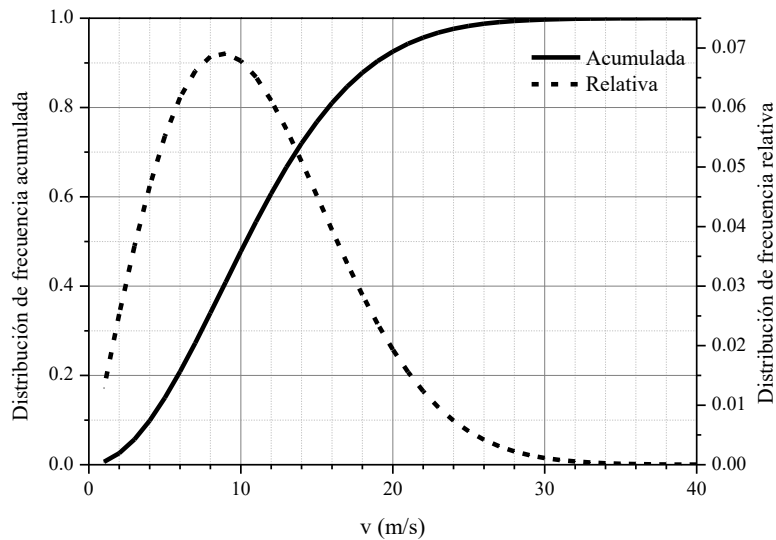


Figura 2-1. Funciones de distribución de Rayleigh para velocidad media anual del viento $\bar{v}_a = 11 \text{ m/s}$.

2.2 Variación de la velocidad con la altura

Uno de los factores más importantes para el aprovechamiento de la energía eólica es el incremento de la velocidad del viento en función de su altura. Este fenómeno está relacionado principalmente con la fricción de las masas de aire y la superficie terrestre, el cual reduce la velocidad del viento en alturas relativamente bajas; sin embargo, a medida que la altura aumenta, esta fricción disminuye progresivamente hasta volverse prácticamente despreciable.

El viento que no se ve afectado por la fricción de la superficie se le conoce como viento geostrófico y se presenta a partir de alturas comprendidas entre 600 m y 2000 m, dependiendo de las condiciones atmosféricas. Esta zona corresponde a lo que se conoce como “capa límite atmosférica” (ABL por sus siglas en inglés), donde la velocidad y dirección del viento se rigen principalmente por los efectos de Coriolis.

La región comprendida entre la superficie del terreno y la ABL está dividida a su vez en dos subcapas. La más próxima al nivel de terreno se le conoce como la capa superficial o capa Prandtl, con una altura variable que suele alcanzar hasta aproximadamente 100 m sobre el nivel de la superficie. En esta capa, el comportamiento del viento está influenciado principalmente por la fricción de la superficie terrestre y la transferencia vertical de calor, además presenta los mayores niveles de turbulencia.

Por otro lado, la capa que se encuentra por encima de la capa superficial se conoce como capa exterior o capa de Ekman, en donde la influencia de la rugosidad terrestre y la turbulencia es considerablemente menor (Hau, 2013). La Figura 2-2 muestra la distribución vertical de estas capas y el perfil de la variación de la velocidad del viento con la altura.

En la capa superficial, la velocidad del viento está determinada principalmente por las condiciones topográficas del terreno y de exposición local, conocidas como rugosidad, la cual se caracteriza mediante la longitud de rugosidad z_0 , expresada en metros. Con base en este parámetro, el terreno puede clasificarse desde superficies planas, abiertas y con pocas obstrucciones (baja rugosidad) hasta áreas con obstrucciones extensas y elevadas, como zonas urbanas (alta rugosidad).

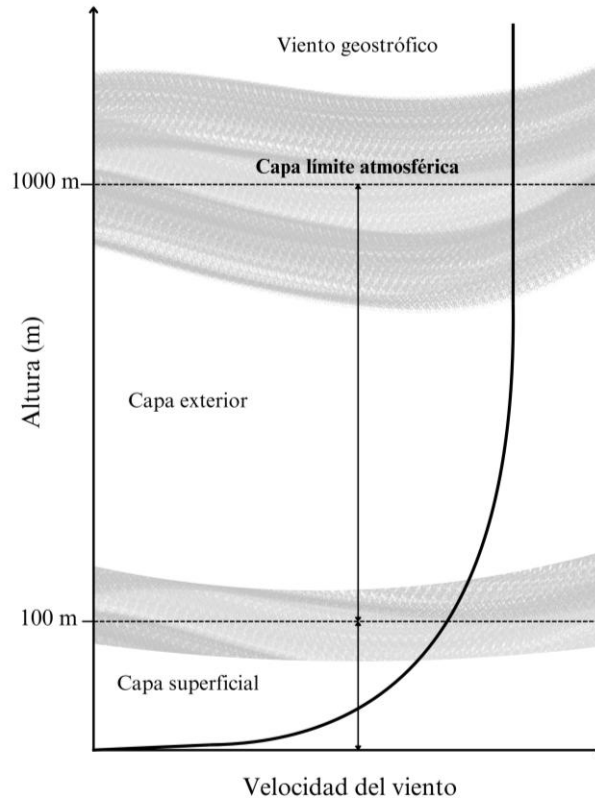


Figura 2-2. Capa superficial, exterior y capa límite atmosférica.

Una forma común de estimar el incremento de la velocidad del viento con la altura es con la fórmula logarítmica (ecuación 2-5).

$$v(z) = v_{\text{ref}} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{\text{ref}}}{z_0}\right)} \quad (2-5)$$

Donde $v(z)$ es la velocidad a la altura z (m/s), v_{ref} es la velocidad a la altura de referencia (m/s) y H_{ref} es la altura de referencia (generalmente 10 m).

Esta fórmula es válida únicamente dentro de la capa superficial; sin embargo, existen diversas aproximaciones para determinar el perfil del viento que intentan mejorar la precisión del cálculo tomando en cuenta otros factores, como el comportamiento del viento en las diferentes capas de la atmósfera. En este trabajo todas las torres se encuentran dentro de la capa superficial por lo que se considera adecuado utilizar la ecuación (2-5).

2.3 Viento turbulento

Como se mencionó anteriormente, el viento no es un flujo constante ni estable. Por ello, para el diseño de turbinas eólicas es importante considerar dos tipos de variaciones: las de largo plazo, que determinan la cantidad total de energía que se puede generar; y las de corto plazo, que provocan las cargas dinámicas sobre la estructura del aerogenerador. Estas cargas son especialmente importantes, ya que pueden provocar fenómenos estructurales críticos como el pandeo y la fatiga, afectando la estabilidad y vida útil del aerogenerador.

Una de las causas principales de estas cargas dinámicas es el viento turbulento, el cual se puede definir como la desviación instantánea de la velocidad del viento en función de su media, y se expresa mediante la ecuación 2-6.

$$v(t) = \bar{v} + v'(t) \quad (2-6)$$

Donde $v(t)$ es la velocidad total del viento en un tiempo específico, $\bar{v}$ es la media de la velocidad del viento calculada durante un intervalo de tiempo determinado, y $v'(t)$ es la componente turbulenta del viento. Aunque definir el tiempo exacto para calcular el promedio de las velocidades del viento suele ser complejo, en la práctica se usa por lo general un periodo de tiempo igual a 10 minutos. Entre los principales factores que influyen en la intensidad de la turbulencia del viento se destacan la velocidad media del viento, así como las condiciones topográficas y de rugosidad del terreno.

Para caracterizar este fenómeno se utiliza el índice de turbulencia, que se calcula como el cociente entre la desviación estándar de la velocidad del viento y su velocidad media, expresado en porcentaje. Los valores mínimos rondan alrededor del 5% y se registran en mar abierto, mientras que los valores más altos pueden superar el 20% en zonas donde existen muchos obstáculos en el terreno (Hau, 2013).

3 AEROGENERADORES

3.1 Función básica de los convertidores de energía

Los aerogeneradores son estructuras diseñadas para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. El principio fundamental que sustenta esta conversión energética se basa en la ley de Betz, la cual establece la máxima potencia teórica que puede extraerse del viento, independientemente del diseño del rotor. Esta ley se deriva de los principios de conservación de masa y momento, la cual considera un modelo simplificado en el que la corriente de aire atraviesa un “disco” idealizado.

En este modelo, la velocidad del viento antes de pasar por el disco (v_1) es mayor que después de atravesarlo (v_2), ya que parte de su energía cinética se transfiere al rotor para generar energía eléctrica. Aplicando la ecuación de continuidad (conservación de la masa) y la fórmula de energía cinética, la potencia que se puede extraer del viento se puede obtener mediante la siguiente expresión (ecuación 3-1).

$$P = \rho A \frac{1}{4} (v_1 + v_2)^2 (v_1 - v_2) \quad (3-1)$$

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área transversal del disco “idealizado” y v_1 y v_2 son las velocidades de viento antes y después de atravesar el cilindro, respectivamente.

La potencia P alcanza su valor máximo cuando se deriva la ecuación (3-1) con respecto a v_2 y se iguala a cero ($\frac{dP}{dv_2} = 0$), lo que conduce a la relación $v_2 = \frac{1}{3} v_1$. Por lo que sustituyendo la relación anterior en la fórmula (3-1) se obtiene:

$$P_{max} = \left(\frac{16}{27}\right) \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (3-2)$$

Donde $16/27$ representa la eficiencia máxima de un convertidor de energía eólica, siendo este valor aproximadamente el 59% de la energía cinética del viento. En condiciones reales, este valor no puede alcanzarse debido a pérdidas asociadas con el giro del rotor, la turbulencia y otros fenómenos aerodinámicos. Como se puede observar, la potencia depende en gran medida de la velocidad y de acuerdo con lo mencionado en la Sección 2.2, la velocidad aumenta con la altura. Por lo tanto, es importante optimizar el diseño de las torres de manera que se pueda llegar a una mayor altura.

3.2 Componentes del aerogenerador

A lo largo de su desarrollo histórico, los aerogeneradores han experimentado una evolución significativa en cuanto a diseño, materiales y tecnologías empleadas. De manera general, podemos decir que los aerogeneradores constan de tres componentes principales: el rotor, compuesto por el buje y las aspas (también llamadas palas), la góndola y la torre de soporte, como se ilustra en la Figura 3-1. Los aerogeneradores pueden clasificarse en función del tipo de eje sobre el cual gira el rotor, del material de construcción o del diseño aerodinámico de las palas. Por ejemplo, existen aerogeneradores con eje horizontal y vertical, fabricados en madera, concreto o acero, así como una amplia variedad de diseños para las aspas y rotores. En la actualidad, el modelo predominante son los aerogeneradores de eje horizontal contruidos principalmente en acero.

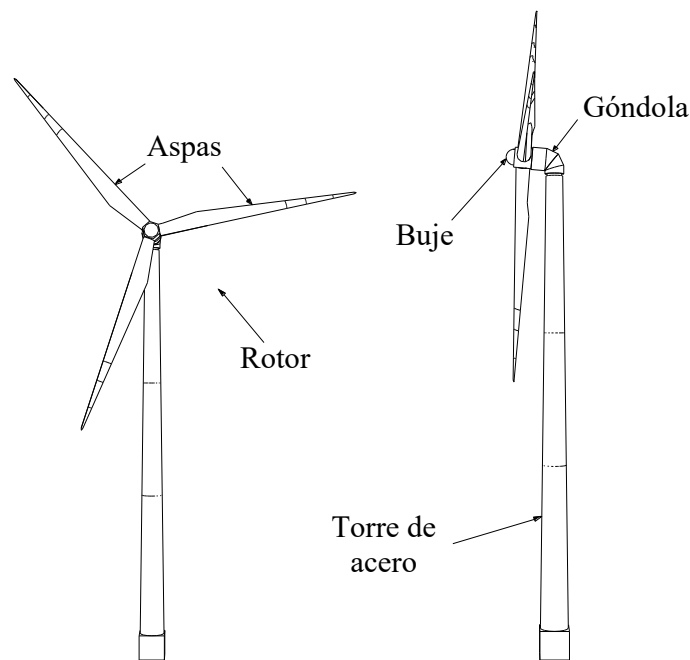


Figura 3-1. Esquema de los componentes de un aerogenerador.

El rotor es el componente encargado de capturar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica de rotación. Este elemento está compuesto principalmente por un conjunto de aspas que se fijan a un centro denominado buje, que giran a una velocidad que oscila entre 10 y 25 rpm. Estas palas están diseñadas aerodinámicamente para maximizar la extracción de energía, y minimizar las pérdidas por arrastre y turbulencia. Los materiales más comunes para la fabricación de las palas son el poliéster, la fibra de vidrio y la fibra de carbono, debido a su resistencia y ligereza.

El diseño de las palas puede variar en función de factores como los costos de fabricación, la experiencia previa y la disponibilidad de materiales. En la industria, los aerogeneradores suelen incorporar rotores de dos o tres palas, siendo los de tres palas el estándar predominante en los últimos años. Este diseño no solo proporciona una mayor estabilidad al sistema, sino que también resulta más rentable y menos ruidoso.

Por otro lado, la góndola es una estructura de gran tamaño con forma de carcasa que alberga el generador, la caja de engranajes y otros componentes mecánicos de la turbina. Se ubica en la parte superior de la torre del aerogenerador y está diseñada para proteger a los componentes de las condiciones climáticas que pueden afectar el funcionamiento del aerogenerador. Además, la góndola contiene diversos sensores y sistemas de control que monitorean el rendimiento de la turbina y ajustan su operación. La góndola constituye un elemento muy importante en el diseño de la torre de soporte, ya que representa parte de las cargas gravitacionales a considerar.

El análisis y diseño de la torre de soporte son de gran importancia, debido a que una falla estructural de la misma podría implicar una pérdida total del aerogenerador, a diferencia de un componente mecánico, cuya falla suele solucionarse reemplazándolo para mantener su operación. Como se mencionó en la Sección 2.2, la velocidad del viento aumenta en función de la altura, lo que ha impulsado la construcción de torres de aerogeneradores cada vez más altas.

Uno de los principales desafíos en el diseño estructural de las torres de soporte de aerogeneradores radica en la necesidad de alcanzar alturas cada vez mayores, con el fin de aprovechar el potencial eólico disponible. Este incremento en la altura implica exigencias adicionales en cuanto a estabilidad, resistencia y rigidez estructural. En este sentido, resulta indispensable desarrollar soluciones de diseño que no solo garanticen la seguridad estructural, sino que también contribuyan a reducir los costos asociados a la construcción, transporte e instalación. Estos costos pueden representar hasta un 30% del presupuesto total del proyecto, valor que incrementa con la altura de la torre (Hau, 2013).

Los materiales más empleados en la construcción de los aerogeneradores son el acero y el concreto, a partir de los cuales se han desarrollado diferentes tipologías estructurales, tales como torres de celosía, torres arriostradas, entre otras. No obstante, actualmente, las torres tubulares de acero se han consolidado como la solución predominante, debido a su eficiencia estructural, facilidad de fabricación y, ventajas en términos de instalación y mantenimiento.

El dimensionamiento de estos elementos se lleva a cabo en función de las demandas de carga específicas de cada caso. También deben considerarse aspectos importantes como la resistencia última, la fatiga, la rigidez ante las vibraciones del sistema, la resistencia al pandeo tanto global como local, entre otros factores relevantes. La fatiga es un fenómeno crítico en el diseño estructural, ya que se manifiesta como la disminución progresiva de la capacidad resistente del material debido a la acción de las cargas cíclicas a lo largo de la vida útil de la estructura.

Aunque algunos países cuentan con códigos normativos específicos para el diseño de torres y aerogeneradores, existen estándares internacionales, como el IEC-61400 (*International Electrotechnical Commission*, 2005) y el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002), que establecen lineamientos fundamentales para garantizar la seguridad y la confiabilidad estructural de estos sistemas. Sin embargo, la mayoría de estos reglamentos carecen de valores límites geométricos de diseño para las secciones de las torres de acero con base en las condiciones de viento.

3.3 Fallas más comunes

Un aerogenerador está compuesto por un gran número de elementos, los cuales pueden presentar fallas que comprometen su funcionamiento. Estas fallas pueden presentarse en sistemas eléctricos o mecánicos, requiriendo mantenimiento o reemplazo de piezas dentro de estos sistemas complejos. Asimismo, las fallas pueden presentarse en elementos estructurales como las palas o la torre de soporte, generalmente como consecuencia de defectos en los materiales o un diseño estructural deficiente. Kavakli y Gudmestad (2023) realizan un estudio de las fallas más comunes en aerogeneradores basados en casos reportados de 2010 a 2022. Los resultados muestran que la falla más común se da en las aspas y en el generador (29% de las veces para cada tipo de falla), seguidas por la falla estructural que se presentó un 24% de las ocasiones. En la Figura 3-2 se muestra la gráfica con todos los tipos de falla reportados en el estudio.

Si bien la falla de la torre de soporte o de la cimentación de los aerogeneradores no es la más común, es probablemente la más crítica de todas. La falla de estos elementos representa generalmente graves accidentes además de que son difícilmente reemplazables. Los aerogeneradores se diseñan contra fatiga, corrosión y otros fenómenos que pueden presentarse a largo plazo y aunque la vida útil para la que se diseña es de unos 25 años, existen muchas situaciones que pueden provocar la falla temprana de las estructuras como sismos o cambios en las condiciones del suelo, por mencionar algunos.

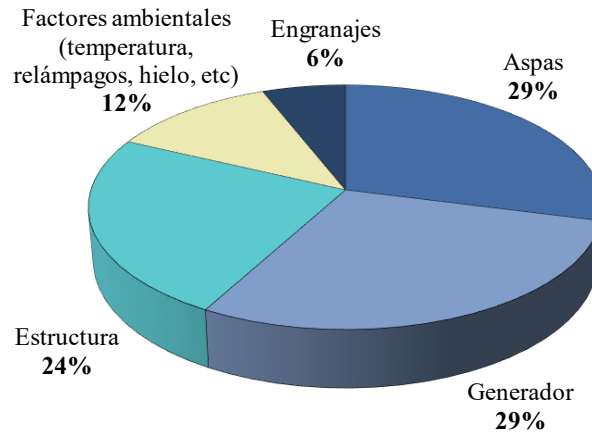


Figura 3-2. Fallas más comunes en aerogeneradores. Modificado de Kavakli y Gudmestad (2023).

Las fallas estructurales constituyen uno de los principales problemas que pueden llegar a presentarse en los aerogeneradores, después de las fallas en las aspas y en el generador. En los últimos años se han registrado diversos incidentes relacionados con los casos de falla en los aerogeneradores. Entre estos casos se encuentran el colapso de torres de soporte reportados en diversos trabajos con distintas causas como la baja calidad y resistencia de los anclajes de la torre (Chou y Tu, 2011) o las fracturas en la zona de soldadura en los anillos de conexión de la torre (Lacalle *et al.*, 2011).

Debido a que los aerogeneradores se encuentran sometidos predominantemente a cargas variables en el tiempo a lo largo de su vida útil, algunos de sus componentes como lo son las palas y la torre de soporte, pueden llegar a presentar daño ocasionado por fatiga. Este fenómeno se manifiesta con la aparición de grietas, que eventualmente pueden llegar a comprometer la integridad del aerogenerador. La fatiga es un fenómeno físico que se produce cuando un material sufre un daño estructural progresivo tras soportar un determinado número de ciclos de carga (Pacheco *et al.*, 2022).

Por otro lado, la falla por pandeo ocurre cuando la torre de soporte se encuentra sujeta a cargas críticas que exceden las cargas de diseño, pudiendo provocar la pérdida de estabilidad de la estructura. La relación que hay entre la falla por pandeo y por fatiga, radica principalmente en la disminución gradual de la resistencia estructural de la torre debido a las grietas originadas por el proceso de la fatiga, las cuales se van propagando a lo largo del tiempo. Esta acumulación de daño reduce la capacidad de la estructura para resistir las cargas críticas de pandeo, lo cual puede ocasionar el colapso de las torres, como se muestra en la Figura 3-3.



Figura 3-3. Colapso por pandeo de una torre de aerogenerador en Alemania, 2017 (Capaldo *et al.*, 2020).

4 ANÁLISIS DE TORRES DE AEROGENERADORES

4.1 Antecedentes y estado del arte

Existen diversos tipos de análisis que se pueden realizar para evaluar el comportamiento de las torres de aerogeneradores. La elección del método depende del enfoque deseado, así como de la profundidad y precisión requeridas en los resultados. Además, es fundamental considerar la complejidad del método, ya que algunos pueden ser engorrosos o implicar altos costos computacionales.

Los análisis más sencillos son los estáticos, donde se calculan parámetros de la torre mediante diversas simplificaciones. Por ejemplo, la torre puede ser modelada como una viga en voladizo, y las cargas estáticas se obtienen de manera analítica, junto con los momentos a los que estará sometida la estructura. Un ejemplo de este tipo de análisis se encuentra en el MDOC-DV (CFE, 2020), donde se presenta el procedimiento para el cálculo de las cargas de viento de forma estática. Este manual establece ciertas condiciones que deben cumplirse para aplicar el método, como la relación de esbeltez y la altura máxima de construcción, así como el rango de períodos fundamentales de las estructuras que son aplicables. Si bien estos procedimientos no capturan del todo el comportamiento real de las estructuras, suelen ser los más usados en la práctica debido a su simplicidad y buena aproximación.

Las simulaciones numéricas mediante métodos de elementos finitos son utilizadas para modelar el comportamiento no lineal de las estructuras utilizando softwares especializados. Este tipo de análisis permite evaluar diversos parámetros y restricciones de diseño, como por ejemplo el esfuerzo de pandeo en la torre. Existen diversos estudios en la literatura que analizan el pandeo en

las torres de aerogeneradores. Por ejemplo, Ma *et al.* (2020) evalúan el pandeo en la torre de un aerogenerador mediante un método de energía, comparando los resultados con un modelo de elementos finitos. De manera similar, Golling (2009) utiliza el software Abaqus para estudiar la concentración de esfuerzos de pandeo en la apertura de las puertas en la base de las torres.

Es importante señalar que los análisis no lineales del pandeo también requieren considerar el estudio del fenómeno de la fatiga. Sin embargo, en la literatura existen pocos estudios sobre la resistencia residual al pandeo debido al daño por fatiga, debido a que diversas teorías sugieren que la presencia de grietas tiene un efecto poco significativo sobre la capacidad de carga crítica bajo condiciones estáticas. Algunos estudios analizan el pandeo de columnas con grietas por daño por fatiga (Berkovits y Golod, 1972), mientras que otros investigan la influencia de las grietas en el pandeo de torres de aerogeneradores (Capaldo *et al.*, 2020).

Además del pandeo, hay otros parámetros que pueden analizarse, tanto analíticamente como numéricamente, y que son cruciales para evaluar el comportamiento estructural de las torres. En este contexto, Feliciano *et al.* (2018) desarrollan una expresión analítica para evaluar el desplazamiento en la punta de las torres bajo diversas condiciones atmosféricas. Por su parte, Al-Sanad *et al.* (2020), analizan tanto la rotación como el desplazamiento en la punta de la torre, con el fin de evaluar la confiabilidad estructural, la fatiga y la frecuencia natural de la torre. Este último parámetro ha sido ampliamente estudiado, ya que resulta fundamental para evitar fenómenos de resonancia entre la estructura y la frecuencia de rotación de las palas del rotor. Igualmente, diversos autores han desarrollado trabajos para obtener expresiones analíticas para calcular la frecuencia de los elementos que conforman la torre de acero (Folster, 2016; Bouzid *et al.*, 2018).

Los distintos métodos disponibles para obtener los parámetros de comportamiento de las torres permiten realizar estudios paramétricos, que son recurrentes en la literatura. En estos estudios, se varían los parámetros geométricos de las torres para observar el cambio en la respuesta estructural. El análisis paramétrico puede realizarse mediante modelado numérico (Diaconita *et al.*, 2022), aunque generalmente se efectúa a través de expresiones analíticas, ya que una alta variación en las propiedades geométricas puede aumentar significativamente el costo computacional. Se han desarrollado varios estudios paramétricos analíticos no lineales de las torres (Nicholson, 2011; Perelmuter, 2013).

A través de las diferentes formas de caracterizar la respuesta estructural de las torres y los estudios paramétricos que relacionan dicha respuesta con la variación de las especificaciones geométricas y de diseño, es posible generar modelos para la optimización de las torres. Un ejemplo de algoritmos de optimización es la búsqueda de reducción en la masa de la torre de acero, considerando tanto las variaciones en la geometría como las restricciones de diseño, es decir, las deflexiones permisibles, la frecuencia natural de la torre o los esfuerzos de compresión y/o pandeo (Negm *et al.*, 1999; Furlanetto, 2020; Nicholson, 2011).

4.2 Cargas actuantes en la torre

El viento constituye, sin lugar a dudas, el factor predominante en la definición de las cargas actuantes sobre las torres de aerogeneradores; sin embargo, es importante identificar otros casos de carga relevantes para el diseño de las turbinas, considerando las condiciones específicas de cada proyecto. Además de las cargas aerodinámicas, deben incluirse las cargas gravitacionales e inerciales, así como aquellas generadas por la operación de los aerogeneradores. Asimismo, es necesario contemplar cargas accidentales, como las inducidas por sismos, por viento o por oleaje.

Debido a la naturaleza del viento resulta importante analizar las variaciones de las cargas en el tiempo. Las distintas condiciones meteorológicas y fases de operación de las turbinas dan como resultado una gran combinación de estados de carga a lo largo de la vida útil de los aerogeneradores. Definir todas estas condiciones no es tarea sencilla ya que, como en cualquier estructura, es casi imposible cubrir en su totalidad las cargas a las que estará sujeta la estructura. Es por ello que, deben obtenerse casos de carga aproximados basados en la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos naturales combinados con las condiciones de operación de los aerogeneradores. La norma IEC 61400-1 (*International Electrotechnical Commission*, 2005) establece que deben considerarse cuando menos ocho casos de carga que incluyen las distintas fases de operación como el estado estacionario (turbina apagada), el estado de operación, el momento de su puesta en marcha y paro, y el caso combinado que considera las condiciones normales y extremas de viento.

El dimensionamiento de la torre de acero debe considerarse para tres distintos aspectos: la resistencia a la falla durante eventos extremos, la resistencia a los daños por fatiga (largo plazo debido a las cargas cíclicas del viento) y, por último, la frecuencia natural de la torre debe estar lo mejor calibrada posible para evitar fenómenos de resonancia y vibraciones mayores que generen cargas adicionales.

En la Figura 4-1 se presenta un diagrama con las cargas actuantes en el aerogenerador que se consideraron en este trabajo. Estas cargas incluyen el peso propio de la torre y la góndola, las fuerzas inerciales del giro del rotor (F_y) y las cargas de viento (F_w). Todas las cargas y el método utilizado para obtenerlas se describen detalladamente en las secciones que siguen a continuación.

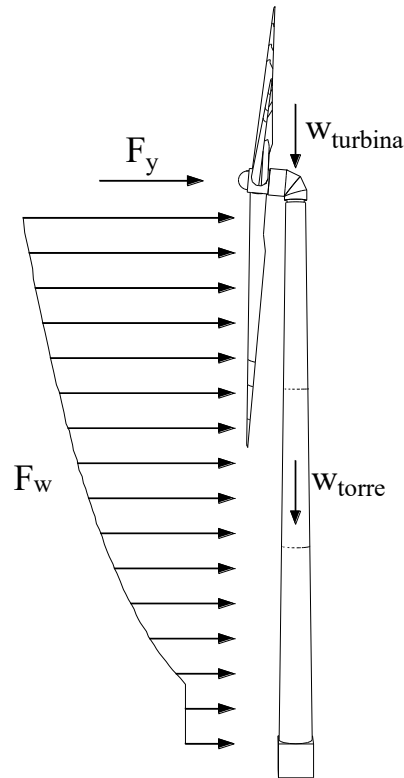


Figura 4-1. Cargas actuantes en la torre.

4.2.1 Cargas de viento

En este trabajo, las cargas aerodinámicas se dividen en aquellas fuerzas que actúan sobre la torre y las que se generan en el centro del rotor. Las fuerzas del viento que actúan sobre la torre del aerogenerador se caracterizan principalmente mediante un perfil de velocidad media del viento, definido a partir de una velocidad de diseño.

Para obtener el perfil del viento se empleó el procedimiento descrito en el MDOC-DV (CFE, 2020), el cual considera la interacción dinámica entre el flujo del viento y la estructura. El método consiste en obtener las fuerzas equivalentes que actúan sobre la estructura de soporte. En primer lugar, debe calcularse la velocidad media de diseño a cada altura mediante la ecuación (4-1):

$$V_D(z) = F_T F_{rz} V_R \quad (4-1)$$

donde F_T y F_{rz} son el factor de topografía y el factor de exposición, respectivamente, determinados según las características topográficas y de rugosidad del sitio de estudio. Mientras que, V_R es la velocidad regional de ráfaga establecida por el MDOC-DV de acuerdo con la ubicación de la torre. Como se mencionó en la Sección 2.2, una de las características más importantes del viento es su variación en función de la altura, la cual está representada mediante el factor de exposición adimensional F_{rz} .

Posteriormente, se calcula la presión neta estática p_n a lo largo de la torre, tal como se muestra en la ecuación (4-2):

$$p_n = K_{re} C_a q_z \quad (4-2)$$

donde K_{re} es el factor de corrección por esbeltez que varía entre 0.7 y 1; C_a es el coeficiente de arrastre que depende del diámetro y la rugosidad de la torre a la altura z ; y q_z es la presión dinámica de base calculada como lo indica la ecuación (4-3):

$$q_z = \frac{1}{2} \rho G V_D(z) \quad (4-3)$$

donde ρ es la densidad del aire; G es un factor adimensional de corrección por presión y temperatura; y $V_D(z)$ es la velocidad de diseño a la altura z . De igual forma, la fuerza equivalente que genera el viento en la torre se obtiene, de acuerdo con el MDOC-DV, en términos de la altura z mediante la siguiente expresión (ecuación 4-4):

$$F_w(z) = \frac{p_n}{1 + 7I_v(z)} F_{RR} A_{exp} \quad (4-4)$$

donde, $I_v(z)$ es el índice de turbulencia evaluado a la altura de referencia z , F_{RR} es el factor de respuesta de ráfaga y A_{exp} es el área de exposición (plano perpendicular a la dirección del viento). El concepto de Factor de Respuesta de Ráfaga (F_{RR}) fue propuesto por Davenport (1961) y permite estimar la relación entre la respuesta máxima esperada y la respuesta media en un periodo de tiempo determinado. Este factor se calcula mediante la ecuación (4-5):

$$F_{RR} = 1 + 2k_p I_v(z) \sqrt{B^2 + R^2} \quad (4-5)$$

donde k_p es un factor pico asociado a la respuesta del viento en una distribución Gaussiana; B^2 es el factor de respuesta de fondo, relacionado con frecuencias bajas del flujo turbulento; y R^2 es el factor de respuesta en resonancia, derivado de las fluctuaciones del viento causadas por turbulencia y las propiedades aerodinámicas de la estructura. La metodología completa, incluyendo todas las fórmulas utilizadas para obtener el perfil de fuerzas equivalentes sobre la torre por la acción del viento, se encuentra detallada en el apartado 4.4 del MDOC-DV (CFE, 2020).

Además de las cargas actuantes en la torre de soporte de los aerogeneradores, también deben considerarse las fuerzas aerodinámicas que se generan en el rotor y las palas. Los análisis aerodinámicos de las palas son de especial interés para conseguir diseños óptimos de estos elementos, sin embargo, también desde el punto de vista estructural es importante obtener las cargas generadas por la interacción del campo de viento con el rotor.

Existen diversos modelos que permiten obtener las fuerzas dinámicas en las palas, siendo el método *Blade Element Momentum* (BEM) uno de los más utilizados. Este método desarrollado por Glauert (1935) resulta de la combinación de dos teorías: La teoría del elemento pala y la teoría de cantidad de movimiento. La primera estudia a escala local las fuerzas que actúan en las palas, dividiéndolas en pequeños segmentos diferenciales, mientras que la segunda considera al viento a escala macroscópica, idealizando el flujo de aire como un disco que atraviesa a la turbina (Ledoux *et al.*, 2021). De esta manera, el método BEM permite representar de forma relativamente sencilla un fenómeno de gran complejidad. De forma simplificada, también es posible calcular la fuerza horizontal que actúa en el rotor basándose únicamente en la teoría de la cantidad de movimiento, utilizando la ecuación (4-6) (Diaconita *et al.*, 2022), donde C_T es el coeficiente de empuje, ρ es la densidad del aire, V es la velocidad que atraviesa el rotor y A es el área de barrido del rotor. En la Figura 4-2 se muestra un esquema que ejemplifica el método descrito.

$$F_y = \frac{1}{2} C_T \rho V^2 A \quad (4-6)$$

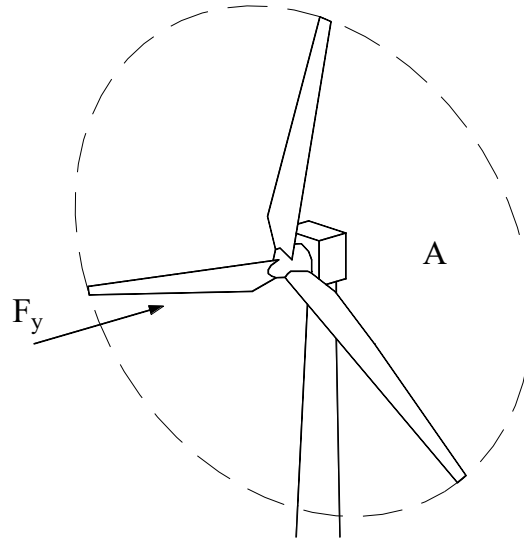


Figura 4-2. Método simplificado de la fuerza actuante en el rotor.

4.2.2 Cargas gravitacionales e inerciales

Como en cualquier otra estructura, el peso propio de los componentes debe considerarse en el diseño, ya que constituye una parte fundamental de las cargas gravitacionales. En el caso de los aerogeneradores, esto incluye no solo el peso de la torre de acero de soporte y el peso del rotor con las palas, sino también la góndola y el peso de todos los elementos mecánicos y eléctricos que hacen funcionar la torre.

A medida que aumenta la potencia nominal del aerogenerador, sus componentes tienden a ser de mayores dimensiones, y, por consiguiente, más pesados, lo que incrementa significativamente las cargas gravitacionales. En aerogeneradores de gran escala, estas cargas suelen gobernar el dimensionamiento estructural, generando esfuerzos de compresión en la torre que pueden inducir fallas por compresión y pandeo de las torres de soporte. Asimismo, es importante considerar los momentos generados por la excentricidad de los componentes del aerogenerador.

Las fuerzas inerciales se generan principalmente por la masa de las palas del rotor, las cuales se encuentran en constante rotación y producen cargas periódicas en la estructura. Actualmente, la mayoría de los aerogeneradores cuentan con sistemas de guiñada o de *yaw* que orientan el rotor hacia la dirección del viento maximizando la captación de energía incluso cuando la dirección del viento cambia. Este mecanismo puede ocasionar efectos giroscópicos los cuales también deben considerarse dentro de las cargas actuantes.

4.2.3 Otras cargas

Dependiendo de las condiciones propias de cada proyecto, existen diversas cargas externas que deben tomarse en cuenta. Generalmente relacionadas a fenómenos naturales y meteorológicos como las cargas por nieve o el diseño ante las cargas sísmicas. Pero también, en casos de turbinas instaladas en el mar, las cargas inducidas por oleaje deben considerarse. Otro ejemplo sería el efecto de sombra de las torres en los aerogeneradores, creando zonas donde el flujo del viento es inestable.

4.3 Restricciones de diseño

4.3.1 Frecuencia natural de la torre

La evaluación de la frecuencia natural de las torres de aerogeneradores es fundamental, ya que se trata de estructuras dinámicamente sensibles, sometidas constantemente a cargas cíclicas. En este sentido, es la torre de soporte el elemento que más influencia tiene en el comportamiento del aerogenerador ya que proporciona esbeltez al sistema.

La frecuencia natural de la torre depende en gran medida de las características de los materiales con los que está construida y de la configuración en general de la estructura; sin embargo, también puede verse afectada por otros factores, como la rigidez del suelo y la cimentación. La correcta determinación de la frecuencia permite estimar las deformaciones inducidas por las cargas cíclicas, lo cuales es importante para anticipar y mitigar posibles daños por fatiga a lo largo de la vida útil de la torre de soporte.

La obtención de la frecuencia natural y el análisis modal de las torres puede realizarse mediante diversos métodos. Existen herramientas que permiten llevar a cabo este tipo de análisis de manera detallada, así como programas de cómputo (softwares) de modelado estructural especializado que se usan para el mismo fin. No obstante, en la literatura también se han propuesto expresiones analíticas para calcular la frecuencia del primer modo de vibrar de las torres. La mayoría estas formulaciones se basan en la teoría de vigas de Euler-Bernoulli, donde la torre se idealiza como una viga empotrada, sometida a cargas axiales y laterales, con una carga concentrada en la punta. Varios autores han obtenido expresiones similares a la que propone Manwell et. al (2009), representada por la ecuación (4-7).

$$f_n = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{3EI}{(0.23m_{torre} + m_{turbina})H^3}} \quad (4-7)$$

Donde E es el módulo de elasticidad del acero, I es el momento de inercia promedio de la torre, m_{torre} es la masa total de la torre, $m_{turbina}$ es la masa del rotor y la góndola y H es la altura total de la torre.

La mayoría de las expresiones analíticas se basan en simplificaciones que omiten la interacción suelo–estructura, a pesar de que la rigidez del suelo y de la cimentación influyen de manera significativa en la respuesta modal de la torre. Según el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002), asumir una condición de empotramiento total puede generar un error de hasta el 20% en la estimación de la frecuencia natural. Adhikari y Bhattacharya (2010) proponen un modelo analítico para obtener la frecuencia natural de la torre considerando factores de corrección de masa y rigidez con el fin de considerar la interacción suelo estructura. No obstante, la ecuación (4-7) sigue siendo una alternativa práctica para obtener una estimación aproximada de la rigidez de la torre.

La evaluación adecuada del modo de vibrar de la torre de soporte es fundamental para su diseño, ya que permite evitar el fenómeno de resonancia, el cual puede comprometer gravemente su resistencia a lo largo de la vida útil debido a la amplificación de las cargas dinámicas. En este sentido, el giro del rotor genera una frecuencia conocida como $1P$, mientras que el paso de las n aspas frente a la torre produce una frecuencia nP . En la mayoría de los casos, los aerogeneradores cuentan con tres aspas, por lo que la segunda frecuencia corresponde a $3P$.

Las diferentes velocidades de operación de una turbina originan rangos variables tanto para $1P$ como para $3P$. Por ello, es fundamental que la frecuencia natural de la torre se encuentre fuera de estos dos rangos para evitar el fenómeno de resonancia (Bouzzid, et al., 2018). De acuerdo con las recomendaciones del DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002), la frecuencia natural de la torre debe encontrarse fuera de la frecuencia del rotor ($1P$) y de las aspas ($3P$), con un margen de $\pm 10\%$ (Figura 4-3).

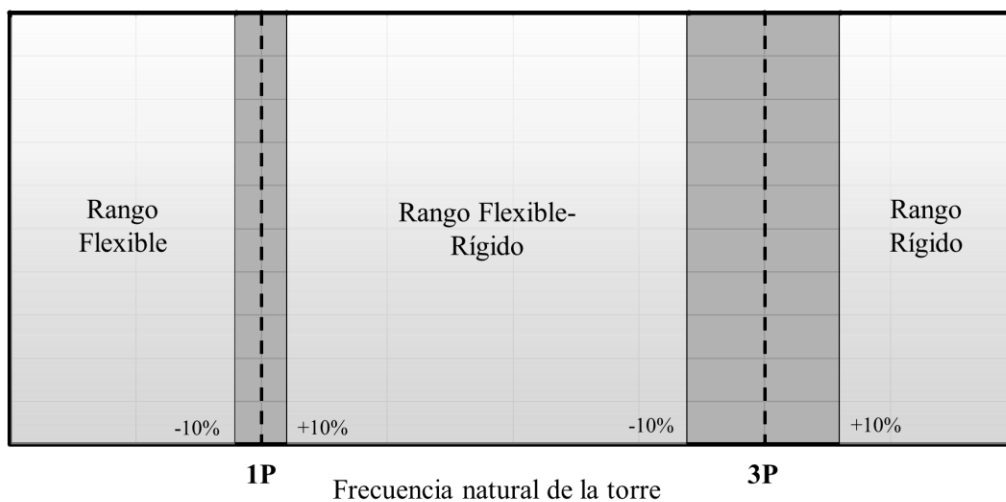


Figura 4-3. Rangos de frecuencia de las torres de aerogeneradores.

Con base en lo anterior, el diseño de la torre puede ser tal que su frecuencia natural se encuentre en tres posibles rangos, como se muestra en la Figura 4-3.

- a) *Rango flexible*: El valor de la frecuencia natural de la torre es menor al límite inferior del rango $1P$. En este caso, debido al bajo contenido de frecuencias, se trata de estructuras muy flexibles susceptibles a grandes deformaciones que pueden inducir daños estructurales. Además, en aerogeneradores marinos, la frecuencia del oleaje suele encontrarse dentro de este rango, lo cual puede incrementar el riesgo de resonancia.
- b) *Rango rígido*: La frecuencia natural es mayor al límite superior del rango $3P$. Este tipo de diseño conduce a estructuras demasiado rígidas, es decir, más pesadas y costosas, lo que las convierte en una opción económicamente menos viable.
- c) *Rango flexible-rígido*: La frecuencia natural se encuentra entre el límite superior del rango $1P$ y el límite inferior de $3P$. Este intervalo se considera el óptimo desde el punto de vista estructural, por lo que se adoptará este criterio para la evaluación del parámetro de la frecuencia de la torre.

4.3.2 Deflexión

Debido a la altura y esbeltez de las torres de aerogeneradores, estas estructuras están expuestas a sufrir grandes deflexiones y rotaciones, particularmente en la punta de la torre, donde se concentra una masa considerable (góndola y rotor). Se ha buscado caracterizar de manera adecuada el desplazamiento en la torre considerando también otros efectos como la vibración de la torre, la fatiga o los esfuerzos de pandeo. Feliciano *et al.* (2018) evalúan la deflexión angular y el desplazamiento en la punta de la torre bajo distintas condiciones de la capa límite atmosférica (estable, neutral e inestable) y en dos diferentes configuraciones de las turbinas (una en solitario y otra como parte de un conjunto de torres en un parque eólico). Además, comparan los resultados obtenidos mediante un modelo de elementos finitos con expresiones analíticas donde la turbina se modela como una viga en voladizo.

La expresión analítica empleada por Feliciano *et al.* (2018) está compuesta por la contribución del desplazamiento por la fuerza del viento, el momento generado en la punta y la fuerza horizontal inducida por el movimiento del rotor.

Los resultados de su estudio muestran que la componente correspondiente a la fuerza horizontal generada por el rotor en movimiento es la que más contribuye al desplazamiento en la punta de la torre. Asimismo, concluyeron que los desplazamientos calculados mediante la expresión analítica utilizada presentan una buena correlación con los obtenidos a partir del modelo numérico.

De manera similar, Nicholson (2011) obtiene el desplazamiento en la punta de la torre integrando numéricamente dos veces la ecuación (4-8). El procedimiento utiliza la regla del trapecio aplicando las ecuaciones (4-9) y (4-10).

$$x_i''(z) = \frac{M(z)}{EI(z)} \quad (4-8)$$

$$x_i'(z) = x'_{i-1} + \frac{x_i'' + x_{i-1}''}{2} z \quad (4-9)$$

$$x_i(z) = x_{i-1} + \frac{x_i' + x_{i-1}'}{2} z \quad (4-10)$$

Donde $x(z)$ es el desplazamiento a la altura z , E es el módulo de Young del acero, $I(z)$ es el momento de inercia de la sección de la torre a la altura z y $M(z)$ es el momento actuante a la altura establecida. Esta última expresión de los momentos totales en cada sección está compuesta por tres términos como se muestra en la ecuación (4-11).

$$M(z) = M_x + M_R + M_w \quad (4-11)$$

Los momentos M_x , M_R y M_w son el momento actuante en la punta de la torre, el momento generado por la fuerza horizontal del rotor y el momento generado por la fuerza del viento, respectivamente. Cabe destacar que, en el cálculo de la deflexión final en la punta de la torre se obtienen los momentos de segundo orden generados por los desplazamientos que se van presentando.

Con el propósito de evitar desplazamientos excesivos en las torres de aerogeneradores, la deformación máxima en la punta de la torre no deberá exceder la deformación permisible para un estado límite definido. Para fines de este estudio, se estableció que el desplazamiento máximo en la parte superior de la torre, para una velocidad asociada con un periodo de retorno de 50 años, no debe exceder el 3% de la altura de la torre para un estado límite de colapso (Inzunza-Aragón *et al.*, 2022; De Anda *et al.*, 2023b).

Por otro lado, para evaluar la torre dentro del estado límite de operación, las normativas presentan distintos enfoques para definir el desplazamiento máximo permisible (*Det Norske Veritas*, 2002; EN 1993-3-2: *Eurocode 3*, 2006).

4.3.3 Estabilidad y pandeo

Las torres tubulares de aerogeneradores están sujetas a esfuerzos combinados de torsión, compresión y flexión, siendo estos dos últimos los componentes dominantes. El pandeo constituye una de las fallas más comunes en el colapso de torres de acero de aerogeneradores. Este fenómeno en la mayoría de los casos se presenta en estructuras esbeltas cuando las fuerzas actuantes sobrepasan las cargas críticas o resistentes de la estructura. El pandeo se origina principalmente por los efectos de compresión axial debida al peso propio de la torre y sus cargas en la parte superior, en combinación con las fuerzas asociadas a efectos de torsión y de flexión.

El pandeo en las torres de soporte depende de diversos parámetros estructurales, como el diámetro y espesor de la torre, la longitud de las secciones, la presencia de anillos rigidizadores, las soldaduras e incluso aperturas en la estructura como la puerta. A diferencia de otros tipos de falla, el pandeo se produce debido a la no-homogeneidad de los elementos, lo que genera trayectorias de esfuerzos irregulares. Estudios de casos de colapsos de torres han revelado patrones de pandeo en forma ovalada cuando las secciones se aplastan en el plano de pandeo (Ma *et al.*, 2019). Aunque las estructuras tubulares han mostrado tener un buen comportamiento en términos de resistencia del material, las imperfecciones geométricas son la principal causa de este fenómeno.

Como se mencionó en la Sección 3.3, aunque las fallas por pandeo no son las más comunes, su ocurrencia puede tener consecuencias graves: colapso de la torre, pérdida total del aerogenerador, interrupción en el suministro de energía eólica, pérdidas económicas considerables y generar impactos negativos ambientales. Por lo tanto, resulta de gran importancia evaluar correctamente la resistencia ante el pandeo.

Un fenómeno relevante que puede presentarse en este tipo de estructuras es la concentración de esfuerzos alrededor de las aperturas, como es el caso de la puerta en la torre de soporte. El incremento de esfuerzos en esta zona se cuantifica mediante el factor SCF (*Stress Concentration Factor*), el cual representa la relación entre el esfuerzo que experimenta un elemento con apertura y el esfuerzo nominal en el mismo elemento sin dicha discontinuidad.

Aunque el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002) indica que, en términos generales, el factor de concentración de tensiones (SCF) en torres tubulares con aperturas puede considerarse igual a 1.8, recomienda realizar análisis específicos para cada caso particular. Un ejemplo de este tipo de estudios es el análisis paramétrico realizado por Golling (2009), quien utiliza modelos de elementos finitos para evaluar los esfuerzos alrededor de la torre, modificando distintos parámetros tanto de la torre (geométricos y estructurales) como de los rigidizadores de la apertura.

Por otro lado, Reyno H. *et al.* (2015) lleva a cabo un análisis de los esfuerzos en diversos puntos de la torre, con y sin apertura, utilizando el método de elementos finitos. Sus resultados mostraron un aumento promedio del 45% en los esfuerzos para el caso con apertura, alcanzando valores máximos de hasta un 81% en los puntos más cercanos a la misma. En consecuencia, el análisis de los esfuerzos considerando la puerta representa un aspecto clave en el estudio de estas estructuras. Aunque este tema queda fuera del alcance de este trabajo, se recomienda abordarlo en futuras investigaciones.

En el presente estudio se evalúa la estabilidad y pandeo de las torres de acero tomando como base las recomendaciones propuestas por Nicholson (2011) y por el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002). Por una parte, Nicholson (2011) incluye en su estudio un método simplificado para verificar la seguridad estructural frente al pandeo mediante la comparación entre el esfuerzo máximo actuante (carga axial y momento de flexión) y el esfuerzo admisible derivado de la carga crítica de pandeo. Por otro lado, el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002), establece una metodología detallada para la verificación de la estabilidad y pandeo de torres sometidas a cargas combinadas.

En este trabajo se aplican ambos enfoques de forma complementaria. El procedimiento inicia con el cálculo de los esfuerzos en la torre generados por la carga axial y el momento flector, mediante las ecuaciones (4-12) y (4-13), respectivamente:

$$\sigma_{ad} = \frac{N_d}{2\pi R t} \quad (4-12)$$

$$\sigma_{bd} = \frac{M_d}{\pi R^2 t} \quad (4-13)$$

donde σ_{ad} es el esfuerzo axial; σ_{bd} es el esfuerzo debido al momento a flexión; N_d es la fuerza axial de diseño; y M_d se refiere al momento a flexión en la torre de soporte; R es el radio de la sección transversal y t es el espesor de la pared de la torre.

Posteriormente, se calcula un factor de reducción ε mediante la ecuación (4-14), que considera la interacción entre los modos de pandeo axial y por flexión:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_a \sigma_{ad} + \varepsilon_b \sigma_{bd}}{\sigma_{ad} + \sigma_{bd}} \quad (4-14)$$

$$\text{donde } \varepsilon_a = \frac{0.83}{\sqrt{1+0.01\frac{R}{t}}} \text{ y } \varepsilon_b = 0.1887 + 0.8113\varepsilon_a$$

De acuerdo con la teoría de elasticidad, el esfuerzo crítico de compresión se calcula con la ecuación (4-15) mientras que la relación de esbeltez puede obtenerse mediante la expresión (4-16)

$$\sigma_{el} = \frac{E}{\frac{R}{t} \sqrt{3(1 + \nu_p)}} \quad (4-15)$$

$$\lambda_a = \sqrt{\frac{f_{ys}}{\varepsilon \sigma_{el}}} \quad (4-16)$$

donde E es el módulo de Young y f_{ys} es el esfuerzo de fluencia del acero. Una vez obtenida la relación de esbeltez, el esfuerzo crítico de pandeo (σ_{cr}) se determina de acuerdo con los siguientes criterios:

$$\sigma_{cr} = \begin{cases} f_{ys} & \text{si } \lambda_a < 0.3 \\ (1.5 - 0.913\sqrt{\lambda_a})f_{ys} & \text{si } 0.3 \leq \lambda_a \leq 1 \end{cases} \quad (4-17)$$

$$(4-18)$$

Por otra parte, según la teoría de elasticidad, la carga crítica de Euler (N_{el}) para una viga en voladizo (cantiléver) se calcula mediante la ecuación (4-19), para una altura H ; mientras que la relación de esbeltez para estabilidad global (λ_r) se determina con la ecuación (4-20).

$$N_{el} = \frac{\frac{1}{4} \pi^2 E \pi R^3 t}{H^2} \quad (4-19)$$

$$\lambda_r = \sqrt{\frac{\sigma_{cr}}{\left(\frac{N_{el}}{2\pi R t}\right)}} \quad (4-20)$$

Por otro lado, es necesario calcular el factor e , que representa la imperfección geométrica equivalente para elementos de acero laminado en frío y soldado. Dicho factor se determina a través de la expresión definida por la ecuación (4-21), utilizando el parámetro $k = R/2$.

$$e = 0.49(\lambda_r - 0.2)k \quad (4-21)$$

Es importante mencionar que el valor de e no debe ser menor a cero. Además, cuando se cumple la condición $e > 0.002H$, debe incorporarse un incremento adicional al valor previamente calculado de e , definido como $\Delta e = e - 0.002H$. Finalmente, para garantizar un diseño estructural adecuado, es necesario satisfacer la desigualdad de la ecuación (4-22), la cual compara los esfuerzos actuantes en el elemento con el valor del esfuerzo crítico permisible.

$$\sigma_{ad} + \sigma_{bd} \cdot \frac{N_{el}}{N_{el} - N_d} e < \sigma_{cr} \quad (4-22)$$

donde la expresión de la parte izquierda de la desigualdad representa el esfuerzo actuante (σ_{act}); por lo tanto, la restricción que se tiene que cumplir puede reescribirse tal como se muestra en la ecuación (4-23):

$$\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_{act}} > 1 \quad (4-23)$$

5 METODOLOGÍA

La metodología propuesta en esta tesis para analizar las restricciones de diseño se encuentra dividida en dos partes. En la primera parte, se genera un conjunto de torres combinando cinco parámetros geométricos: altura de la torre, diámetro en la base, diámetro en la punta, espesor en la base y espesor en la punta. A partir de este conjunto de modelos estructurales, se realiza un análisis paramétrico empleando un algoritmo desarrollado dentro de este trabajo, en Matlab (Mathworks, 2021). En esta etapa se calculan tres parámetros de diseño y sus principales restricciones: 1) la frecuencia de vibración, 2) el desplazamiento en la punta y, 3) la relación de resistencia al esfuerzo de pandeo. Los valores obtenidos se comparan con los límites permisibles establecidos en las normativas aplicables y en la literatura especializada. Cabe destacar que la metodología únicamente permite conservar aquellas configuraciones que cumplen simultáneamente con todas las restricciones de diseño previamente definidas; las que no satisfacen al menos una condición se descartan.

En la Figura 5-1 se presenta un diagrama de flujo que ilustra el algoritmo desarrollado en Matlab (Mathworks, 2021) para el análisis paramétrico, destacando la relación entre las variables de diseño y las restricciones estructurales consideradas.

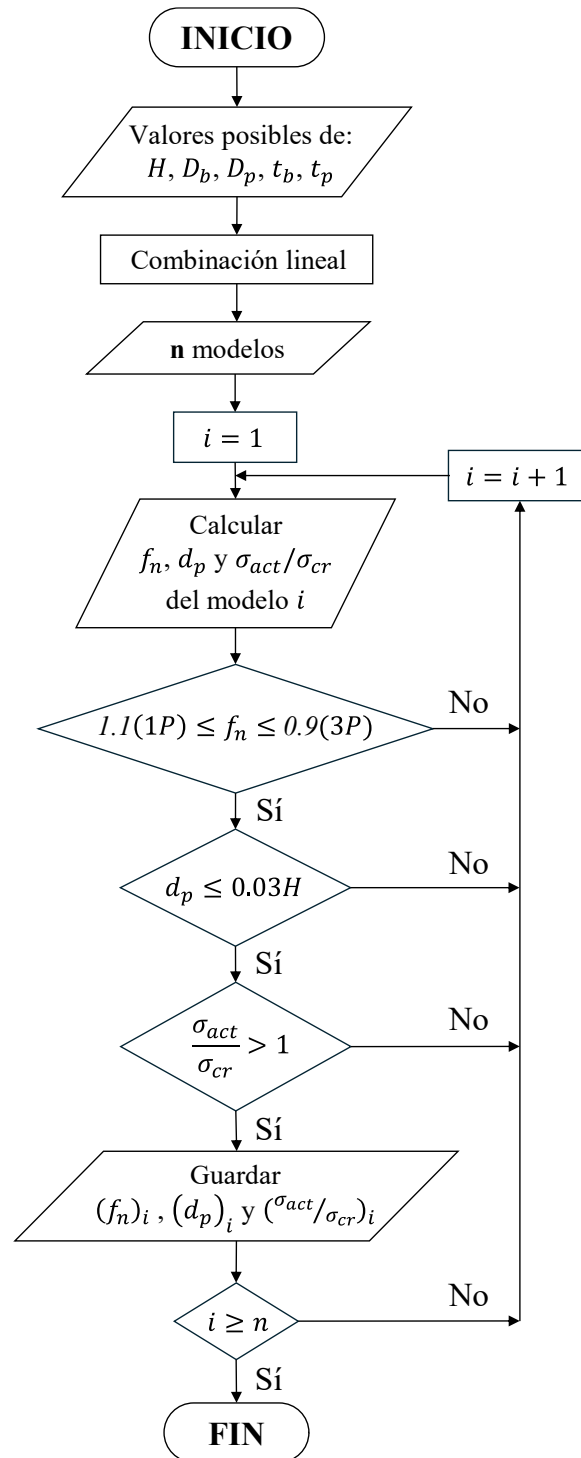


Figura 5-1. Diagrama de flujo del algoritmo utilizado para el análisis paramétrico.

Posteriormente se analiza la influencia de las variables geométricas de las torres de aerogeneradores sobre los parámetros de diseño y sus respectivas restricciones normativas, con la finalidad de identificar tendencias entre la configuración geométrica y el comportamiento estructural. El algoritmo desarrollado, evalúa de manera iterativa cada diseño, determinando los valores correspondientes de frecuencia natural, desplazamiento máximo en la punta de la torre y el esfuerzo crítico de pandeo, de acuerdo con las expresiones y procedimientos previamente descritos. Asimismo, el algoritmo incluye el cálculo de las cargas gravitacionales y de viento, conforme a lo establecido en la Sección 4.2.

Los resultados obtenidos, junto con los parámetros geométricos de cada torre, son almacenados en una base de datos para su posterior análisis. Estos valores se evalúan y comparan con el fin de identificar correlaciones entre las variables geométricas y los parámetros estructurales de diseño, lo que permite caracterizar de forma más precisa el comportamiento estructural global de las torres.

6 CASOS DE ESTUDIO

En el presente trabajo se analiza un conjunto de torres de acero de aerogeneradores, ubicadas en la región de “La Ventosa”, Oaxaca, una de las zonas con mayor potencial eólico en México. Los aerogeneradores estudiados se basan en un modelo representativo instalado en la zona de interés, cuya capacidad es de 2MW. Las alturas de los aerogeneradores estudiados varían entre 70 y 85 m de altura con un diámetro del rotor de 84.26 m. A partir de este trabajo fue posible analizar la influencia de las variables geométricas en los parámetros de diseño. Igualmente, se identificó cuáles son las mejores configuraciones estructurales que cumplen con las restricciones de diseño.

6.1 Zona de estudio

México cuenta, en la región sureste del país, con una de las zonas de mayor potencial eólico a nivel mundial. El Istmo de Tehuantepec, ubicado en el estado de Oaxaca, constituye el punto geográfico que conecta el Golfo de México con el Océano Pacífico, con una franja de apenas 200 km en su parte más angosta.

En esta región, las bajas elevaciones de la Sierra Madre permiten la formación de un corredor natural de viento entre ambos océanos (Figura 6-1), lo que origina corrientes de aire intensas y persistentes. Como resultado, se alcanzan velocidades de viento excepcionalmente altas, capaces incluso de volcar vehículos pesados en las carreteras locales.

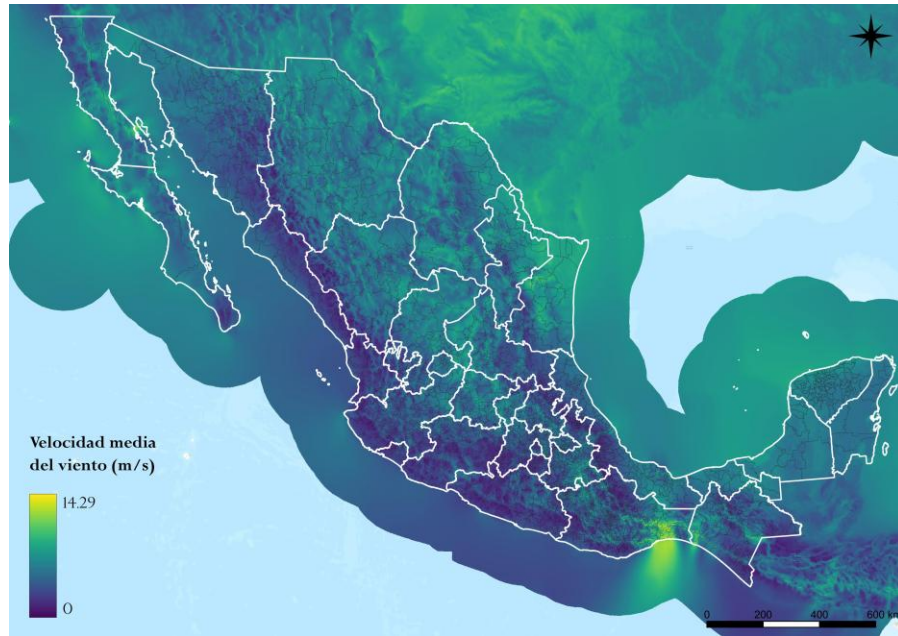


Figura 6-1. Velocidad media del viento a 150 m de altura con datos del *Global Wind Atlas* (DTU y World Bank Group, s.f.)

Hasta el año 2023, esta zona contaba con 33 parques eólicos, que en conjunto suman aproximadamente 2000 aerogeneradores, con alturas que varían entre 65 y 85 metros (*The Wind Power*, 2024). La presencia de velocidades de viento excepcionalmente altas en La Ventosa, Oaxaca, la convierte en un sitio estratégico para el desarrollo de proyectos eólicos, pero al mismo tiempo representa un desafío significativo para el diseño estructural de las torres y aerogeneradores.

Esta zona fue seleccionada para este estudio por presentar una de las velocidades de viento de diseño más elevadas del país, lo que genera cargas eólicas extremas. En consecuencia, las solicitaciones por viento constituyen un factor crítico en el dimensionamiento estructural de la torre. Aunque el presente estudio se enfoca en “La Ventosa”, la metodología propuesta puede adaptarse a otras regiones con diferentes condiciones de viento.

6.2 Caracterización del viento

En esta sección se describe el procedimiento empleado para determinar el perfil del viento actuante en la torre del aerogenerador de acuerdo con lo establecido en el MDOC-DV (CFE, 2020). Dicho procedimiento está basado en los fundamentos técnicos y teóricos descritos en la Sección 2 de este trabajo. El perfil de viento se obtiene a partir del cálculo de la velocidad de diseño a distintas alturas de la torre, mediante la siguiente ecuación (6-1):

$$V_D = F_T F_{Tz} V_R \quad (6-1)$$

donde F_T es un factor de topografía local, adimensional; F_{Tz} es el factor de exposición local, adimensional y dependiente de la altura; y V_R es la velocidad regional de ráfaga.

El primer paso consiste en clasificar la estructura según su nivel de importancia. De acuerdo con la Tabla 4.1.1 del MDOC-DV (CFE, 2020), los aerogeneradores se consideran estructuras del Grupo A, dado que son estructuras esenciales del sistema energético nacional y su falla implicaría consecuencias severas, incluyendo pérdidas económicas significativas, así como impactos ecológicos, científicos o tecnológicos de alta magnitud (CFE, 2020). La clasificación por importancia de la estructura permite definir el periodo de retorno de la velocidad regional de ráfaga (V_R), que corresponde a la máxima velocidad del viento asociada a una región específica del país. Para las estructuras del grupo A, el manual recomienda un periodo de retorno $T_r = 200$ años.

En la Figura 6-2 se muestra un mapa de isotacas que proporciona el manual de CFE para identificar el valor de V_R que se utiliza en el cálculo del perfil de viento. Para la zona de “La Ventosa”, ubicada en el municipio de Juchitán, Oaxaca, la velocidad regional (V_R) es aproximadamente 142 km/h (39.44 m/s), la cual se emplea como velocidad de referencia en los cálculos del presente estudio.

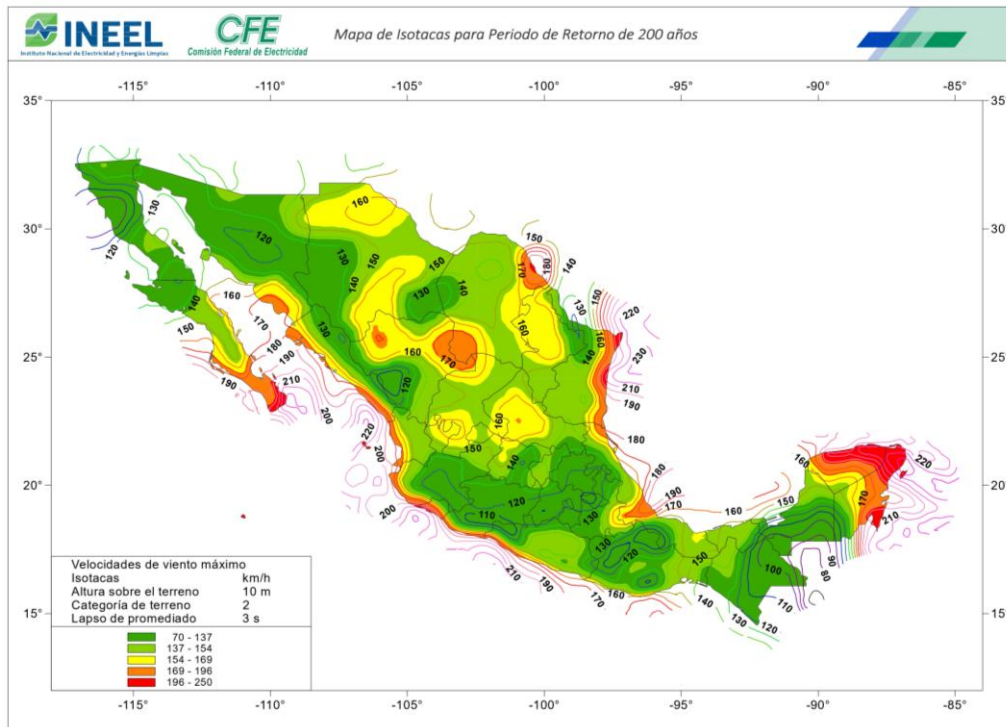


Figura 6-2. Mapa de isotacas para velocidades regionales con periodo de retorno de 200 años (CFE, 2020).

Para determinar el factor de exposición local (F_{rz}) es necesario definir la categoría del terreno, la cual representa la rugosidad de la zona. Esta se clasifica en cuatro categorías:

- Categoría 1: Terreno abierto y plano, sin obstrucciones significativas, como campos aéreos o pastizales.
- Categoría 2: Terreno con obstrucciones bajas y dispersas, como zonas agrícolas o granjas.
- Categoría 3: Terreno con edificaciones intermedias o áreas suburbanas con construcciones medianas.
- Categoría 4: Terreno con numerosas construcciones altas, largas y estrechamente espaciadas, como en grandes centros urbanos.

En este estudio se considera una categoría de terreno tipo 2, ya que los aerogeneradores se encuentran generalmente en zonas de cultivo o granjas donde los árboles o construcciones pequeñas representan obstrucciones menores. Por otro lado, el factor F_{rz} , establece la variación de la velocidad del viento con la altura y se obtiene mediante las ecuaciones (6.2), (6.3) y (6.4).

$$F_{rz} = c \quad \text{si} \quad z \leq 10 \quad (6-2)$$

$$F_{rz} = c \left(\frac{z}{10} \right)^\alpha \quad \text{si} \quad 10 < z < \delta \quad (6-3)$$

$$F_{rz} = c \left(\frac{\delta}{10} \right)^\alpha \quad \text{si} \quad z \geq \delta \quad (6-4)$$

Donde c es el coeficiente adimensional de escala de rugosidad; z es la altura por encima del terreno natural; α es el exponente adimensional que determina la forma de variación de la velocidad del viento en función de la altura, y δ es la altura gradiente que es la cota a partir de la cual la variación de la velocidad del viento con la altura se considera despreciable. Los valores de c , α y δ están en función de la categoría del terreno, tal como se muestra en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1. Valores de c , α y δ (CFE, 2020).

Categoría del terreno	c	α	δ (m)
1	1.142	0.061	280
2	1.0	0.095	350
3	0.832	0.14	410
4	0.668	0.192	470

Dado que los aerogeneradores en la zona de “La Ventosa” se ubican en zonas rurales con cultivos y escasas obstrucciones, se adopta la Categoría 2. Por lo tanto, los parámetros utilizados en este estudio son: $c = 1.00$, $\alpha = 0.095$ y $\delta = 350$ m (Tabla 6-1). Es importante mencionar que, en el algoritmo desarrollado para este trabajo, se obtuvo el valor de F_{rz} para cada metro de altura de la torre.

Para obtener la velocidad de diseño, únicamente se requiere definir el valor del factor de topografía F_T , el cual toma en cuenta los efectos locales del relieve. Debido a que el sitio de estudio presenta una topografía esencialmente plana, sin colinas, acantilados u otras irregularidades significativas, se adopta un $F_T = 1.0$ de acuerdo con la Tabla 4.2.3 del MDOC-DV (CFE, 2020). Finalmente, la velocidad de diseño (V_D) se obtiene mediante la ecuación (6-1), aplicada en cada nivel de altura a lo largo de la torre.

En la Figura 6-3a se muestra el perfil de variación del factor de exposición local, mientras que en la Figura 6-3b se presenta el perfil de la velocidad de diseño en función de la altura, ambos correspondientes a una torre de 85 m de altura.

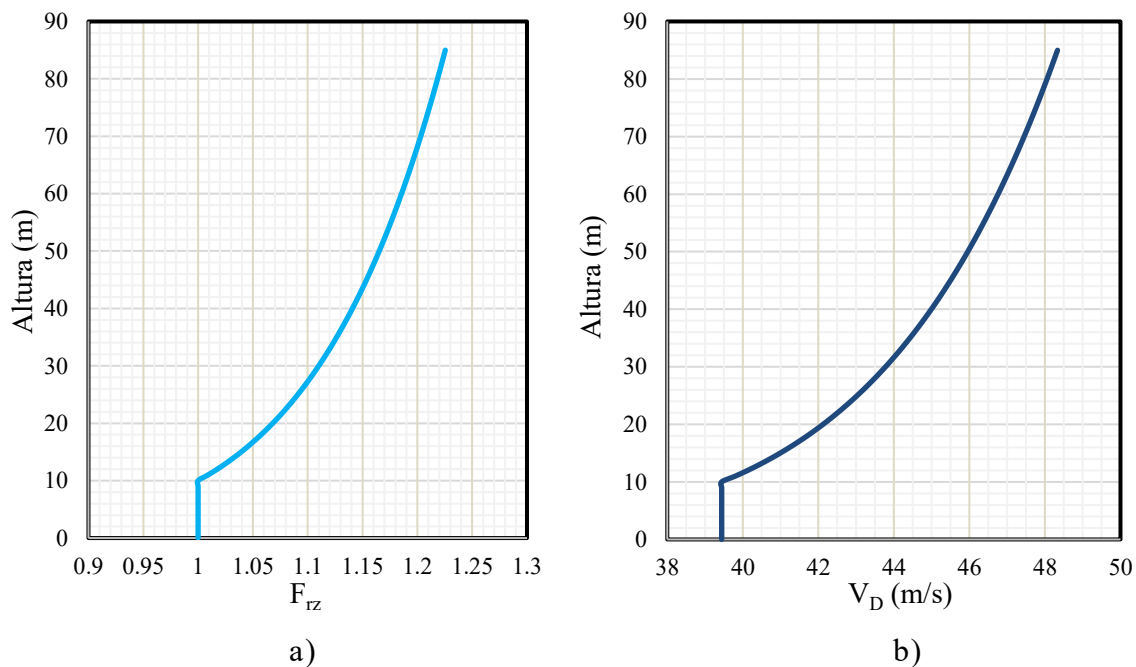


Figura 6-3. Perfiles de: a) variación del factor de exposición local (F_{rz}) y b) variación de velocidad de diseño, para una torre de 85 m de altura.

Como se mencionó previamente, el perfil de velocidades del viento puede transformarse en un perfil de fuerzas actuantes sobre la estructura, en función de sus propiedades geométricas. El procedimiento de cálculo empleado corresponde al descrito en la Sección 4.2.1 de este trabajo, mientras que el detalle completo de las expresiones utilizadas se encuentra en el apartado 4.4 del MDOC-DV (CFE, 2020).

6.3 Propiedades geométricas y estructurales de las torres

Las estructuras analizadas en este trabajo corresponden a torres de acero tubulares, caracterizadas por cinco variables geométricas de diseño: altura de la torre, diámetro en la base, diámetro en la punta, espesor en la base y espesor en la punta. Estas variables se definieron considerando las restricciones propuestas en la literatura (Nicholson, 2011) y las recomendaciones establecidas por los códigos de diseño internacionales (IEC 61400-1, 2005; DNV/Risø., 2002).

Las torres presentan alturas de 70, 75, 80 y 85 m, las cuales representan las dimensiones típicas de las estructuras instaladas actualmente en la región de estudio. Se considera que tanto el diámetro exterior como el espesor de la pared disminuyen linealmente desde la base hasta la punta de la torre. En la Tabla 6-2 se presentan los intervalos propuestos para las variables de diseño empleadas en este trabajo.

Tabla 6-2. Variables geométricas de diseño para las torres de acero.

Variable	Notación	Valor mínimo (m)	Intervalo (m)	Valor máximo (m)
Altura de la torre	H	70	5	85
Diámetro en la base	D_b	2.0	0.125	4.5
Diámetro en la punta	D_p	1.6	0.15	3.4
Espesor en la base	t_b	0.02	0.0025	0.040
Espesor en la punta	t_p	0.015	0.0025	0.040

Asimismo, para los modelos estructurales se consideran secciones troncocónicas de acero estructural S355, con una densidad modificada igual a 8500 kg/m³, con la finalidad de incluir el efecto de los accesorios y tornillos (Inzunza-Aragón y Ruiz, 2020). En la Tabla 6-3 se presentan las propiedades estructurales de los materiales empleados en las torres de acero, así como el peso de los componentes que contribuyen a las cargas estructurales del sistema.

A partir de la combinación de las variables geométricas de la torre (altura, diámetros y espesores) según los rangos establecidos en la Tabla 6-2, se genera un conjunto inicial de configuraciones estructurales. Cada una de estas configuraciones es evaluada mediante el algoritmo desarrollado para verificar el cumplimiento de las restricciones de diseño (frecuencia natural permisible, desplazamiento máximo permisible y resistencia ante el pandeo). Las configuraciones que satisfacen las restricciones de diseño se almacenan en un archivo externo, con el objetivo de analizar posteriormente la influencia de la geometría en el comportamiento estructural y en el cumplimiento de los requisitos de diseño de la torre de soporte.

Tabla 6-3. Propiedades estructurales de los aerogeneradores.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidades
Módulo de elasticidad	E	210	GPa
Esfuerzo de fluencia	f_{ys}	355	MPa
Densidad del acero	ρ_s	8500	kg/m ³
Diámetro del rotor	D_r	84.26	m
Ancho de la góndola	N_w	3.40	m
Peso del rotor	-	15.20	t
Peso de la góndola	-	52.30	t
Peso de la pala	-	5.90	t
Frecuencia del rotor	f_r	0.28-0.32	Hz

Es importante señalar que en este estudio se considera un solo diámetro del rotor; sin embargo, la metodología propuesta puede ampliarse al uso de otros diámetros en función de su masa. De igual manera, para llevar a cabo el análisis se establecen las siguientes hipótesis y consideraciones estructurales:

- Las torres de acero se analizan como vigas en voladizo empotradas a nivel de piso.
- El rotor y la góndola se consideran como una masa concentrada unida de manera rígida a la parte superior de la torre de soporte.
- El material se considera isotrópico y homogéneo.
- El cálculo de las deflexiones se realiza mediante el uso de la teoría de vigas de Euler-Bernoulli.

- e) El análisis se simplifica como un problema bidimensional, excluyendo la rotación horizontal de la góndola y el rotor.
- f) Se desprecian los efectos secundarios de las deformaciones axiales y cortantes.
- g) Se supone un comportamiento lineal de la estructura.
- h) Se supone que la torre del aerogenerador se encuentra recién instalada, por lo tanto, no presenta ningún tipo de daño.

6.4 Restricciones de diseño

En esta sección se describen los límites y restricciones establecidas para las variables geométricas y los parámetros estructurales calculados. Los límites geométricos se definieron de acuerdo con lo establecido por Nicholson (2011) y en las consideraciones prácticas de fabricación y transporte:

- a) El diámetro máximo permitido de la sección transversal es de 4.5 m, ya que, si las piezas superan este tamaño, el transporte al sitio se vuelve inviable.
- b) Debido a los procesos constructivos en la producción de las láminas de acero, el espesor máximo permitido es de 0.040 m.
- c) El diámetro en la punta tiene que ser menor que el ancho de la góndola. En este caso el valor límite será igual a 3.4 m.
- d) El diámetro y el espesor en la punta deben ser menores que el diámetro y el espesor en la base, respectivamente.

En cuanto a los parámetros estructurales, también se establecen valores límite recomendados en la literatura y en la normatividad, con el fin de garantizar un comportamiento adecuado de la torre bajo condiciones de operación. En este sentido, se establecen valores límites para la frecuencia natural de vibrar de la torre, el desplazamiento en la punta y la resistencia frente al pandeo.

Como se mencionó anteriormente la estructura debe presentar una frecuencia que se encuentre dentro de un rango rígido-flexible. De acuerdo con el DNV/Risø (*Det Norske Veritas*, 2002), la frecuencia natural de la estructura (f_n) debe ser al menos un 10% mayor que la frecuencia de paso del rotor ($1P$) y, simultáneamente, un 10% menor que la frecuencia de paso de las aspas ($3P$). Para el rotor considerado en este estudio, los valores correspondientes son de $1P = 0.305 \text{ Hz}$ y $3P = 0.887$. En consecuencia, la frecuencia natural deberá cumplir con el intervalo siguiente (ecuación 6-5):

$$0.336 \text{ Hz} \leq f_n \leq 0.798 \text{ Hz} \quad (6-5)$$

En términos de los desplazamientos, se adopta la recomendación de Inzunza-Aragón *et al.* (2022) y De Anda *et al.* (2023b), quienes establecen que el desplazamiento en la punta de la torre no deberá ser mayor del 3% de la altura total de la torre. De esta manera, los desplazamientos máximos permisibles son: 2.1 m para torres de 70 m, 2.25 m para 75 m, 2.4 m para 80 m y 2.55 m para 85 m de altura. Finalmente, respecto a los esfuerzos asociados al pandeo, se requiere que el esfuerzo actuante no rebase el esfuerzo crítico de pandeo ($\sigma_{cr}/\sigma_{act} > 1$).

Si alguna de las variables geométricas o de los parámetros estructurales descritos no satisface las restricciones establecidas, el diseño correspondiente se considerará no apto y será excluido del análisis posterior, en el cual se evaluará la influencia de la geometría sobre el comportamiento estructural de la torre.

7 RESULTADOS

7.1 Influencia de los parámetros geométricos de diseño en el comportamiento estructural de torres de aerogeneradores

El análisis paramétrico de las torres de acero se realizó mediante un algoritmo desarrollado en Matlab (Mathworks, 2021), como parte de este trabajo. El proceso inicia con la generación de una población inicial de modelos estructurales. Tras ejecutar el algoritmo en esta primera etapa, se obtuvo un conjunto de más de 108 mil modelos de torres de aerogeneradores, resultado de la combinación de los parámetros geométricos de diseño dentro de los intervalos mínimo y máximo indicados en la Tabla 6-2.

Una vez generada la población inicial, se calcularon para cada modelo estructural los parámetros de diseño (frecuencia natural, desplazamiento y esfuerzo de pandeo) y sus restricciones con los procedimientos descritos en las Secciones 4.3.1, 4.3.2 y 4.3.3. También se verificó que la geometría de cada torre cumpliera con los límites establecidos previamente en la Sección 6.4. Para cada modelo se revisó el cumplimiento de cinco criterios de evaluación:

1. El diámetro en la punta es menor o igual que el diámetro en la base ($D_p \leq D_b$).
2. El espesor en la punta es menor o igual que el diámetro en la base ($t_p \leq t_b$).
3. La frecuencia natural se encuentra dentro del rango rígido-flexible ($0.336 \text{ Hz} \leq f_n \leq 0.798 \text{ Hz}$).
4. El desplazamiento en la punta no debe exceder el 3% de la altura total de la torre ($x_{punta} \leq 0.03H$).
5. La relación entre el esfuerzo crítico de pandeo y el esfuerzo actuante es mayor que la unidad ($\sigma_{cr}/\sigma_{act} > 1$).

Los modelos que no cumplieron con al menos uno de estos criterios se descartaron, lo que permitió seleccionar únicamente aquellos que garantizan un comportamiento estructural confiable y seguro frente a las cargas y condiciones de diseño consideradas. En la Figura 7-1 se muestra el espacio de búsqueda donde se distinguen claramente las configuraciones que no satisfacen las restricciones de aquellas que sí cumplen los parámetros y restricciones de diseño establecidos.

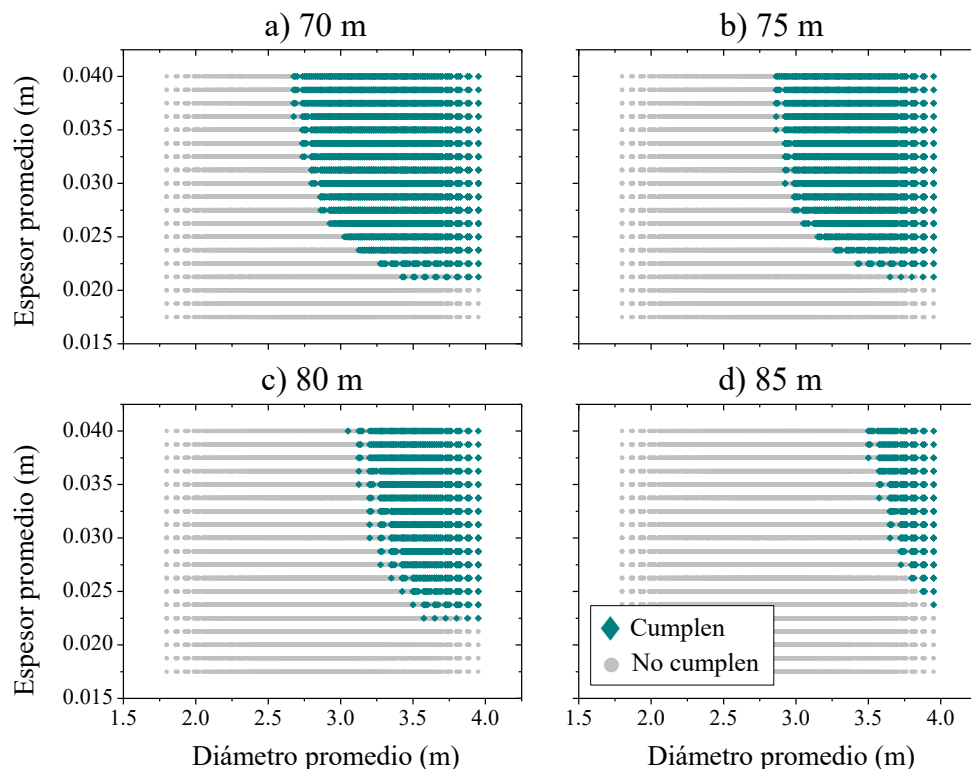


Figura 7-1. Modelos que cumplen con las restricciones de diseño para cada altura.

Cada punto en la Figura 7-1 representa una torre del conjunto inicial, mapeada según su diámetro y espesor promedio. Como se observa, el número de modelos estructurales que cumplen con las restricciones de diseño es menor que el de aquellos que no las cumplen; no obstante, el análisis paramétrico permite identificar de manera precisa las configuraciones que sí satisfacen los criterios establecidos.

El análisis de los modelos válidos se realizó por separado para cada grupo de altura, constituido por 27 027 modelos por grupo. Para las torres de 70 m, 4221 cumplieron con todas las restricciones, lo que representa un 15.62 %. En las torres de 75 m, 3102 modelos (11.48 %) satisficieron los criterios de diseño, mientras que para las torres de 80 m de altura únicamente 1534 (5.68 %) fueron aceptados. Finalmente, en el caso de las torres de 85 m, solo 418 modelos (1.55 %) cumplieron con todas las restricciones de diseño.

Esta tendencia evidencia que, a medida que aumenta la altura de la torre, las demandas estructurales se vuelven más exigentes, particularmente en términos de resistencia al pandeo, rigidez y control de desplazamientos. Por lo tanto, el porcentaje de cumplimiento de las torres que presentan mayor altura disminuye.

Como resultado, muchos diseños que son adecuados para torres de menor altura dejan de ser viables al escalar a alturas superiores, aun conservando los mismos parámetros geométricos. En términos generales, de un total de 108 108 modelos generados, 9275 cumplieron con todas las restricciones, lo que corresponde a una tasa global de aceptación del 8.58 %. Este bajo porcentaje refleja lo riguroso que suelen ser los criterios de diseño aplicados y destaca la utilidad del análisis paramétrico como herramienta para identificar las mejores configuraciones de torres de aerogeneradores.

Las gráficas obtenidas previamente permiten identificar una tendencia clara en el comportamiento del espesor mínimo requerido para que las torres satisfagan las condiciones de diseño. En particular, para valores reducidos del diámetro promedio, se requiere un incremento en el espesor de los elementos estructurales con el fin de mantener la inercia de la sección transversal dentro de los límites que aseguren la estabilidad global de la torre. Asimismo, se observa que, para cada altura analizada, existe un diámetro promedio mínimo por debajo del cual las estructuras no cumplen con las restricciones impuestas. Este fenómeno se estudiará a continuación considerando los diámetros en la base y en la punta de la torre de manera separada.

El análisis mostró que ninguna torre con un diámetro en la base inferior a 3.38 m cumple con las restricciones de diseño, por lo que dicho valor puede considerarse como un límite inferior de viabilidad para torres con características similares a las analizadas, especialmente en la región de “La Ventosa”. Este diámetro mínimo aumenta con la altura: 3.50 m para torres de 75 m, 3.63 m para torres de 80 m y 3.88 m para torres de 85 m. Entre las casi 100 000 configuraciones no aceptadas cuyo diámetro en la base es menor a 3.38 m, más del 99% supero el esfuerzo crítico de pandeo. Este resultado evidencia que el pandeo representa uno de los principales mecanismos de falla en el diseño estructural de torres de aerogeneradores.

De las tres restricciones de diseño consideradas en este estudio (la relación entre el esfuerzo de pandeo crítico y el actuante, la frecuencia natural de vibración y el desplazamiento máximo en la punta), la correspondiente al pandeo presenta la mayor tasa de incumplimiento, con un 86.2% de los modelos rechazados por superar el esfuerzo resistente. En segundo lugar, se encuentra la restricción de desplazamiento máximo en la punta, con una tasa del 79.4% de los casos que superan el límite permisible del desplazamiento en la punta.

Finalmente, la restricción relativa a la frecuencia natural dentro del rango rígido–flexible muestra una tasa de incumplimiento del 74.3%. Estos resultados confirman que el pandeo y los desplazamientos excesivos constituyen los factores con mayor influencia en el comportamiento estructural de las torres evaluadas.

Por otro lado, se identificaron torres con un diámetro en la punta de 1.6 m que cumplen con todas las restricciones de diseño. Esto se debe a que las cargas gravitacionales y los momentos de flexión son menores, lo que se traduce en una reducción de las demandas estructurales. Esto permite que los desplazamientos en la punta y los esfuerzos en la base tiendan a disminuir.

Además, la distribución de masa y rigidez a lo largo de la altura permite mantener una frecuencia natural fuera del rango crítico de excitación del rotor. En conjunto, estas condiciones hacen posible obtener diseños más ligeros que conservan la resistencia y rigidez necesarias para cumplir con los criterios normativos.

No obstante, a partir de este análisis se pudo observar que existe cierta influencia del espesor de la torre del aerogenerador en su comportamiento estructural, cuyo efecto se discutirá más adelante. Es importante señalar que el límite inferior del diámetro en la punta de 1.6 m se mantiene para torres de 70, 75 y 80 m, mientras que para torres de 85 m aumenta a 2.5 m. Este incremento sugiere que, a medida que la altura de la torre incrementa, se requiere una mayor rigidez en la parte superior para satisfacer los criterios de diseño. Por lo tanto, el diámetro de la punta tiene una influencia significativa en el comportamiento estructural, especialmente en torres más esbeltas.

Los modelos estructurales que cumplen con las restricciones de diseño presentan un espesor mínimo en la pared de la base de 0.028 m para torres de 70 y 75 m, 0.030 m para torres de 80 m y 0.033 m para torres de 85 m de altura. En la punta de las torres, el espesor mínimo resultó ser de 0.015 m para todas las alturas, lo que indica que, dentro del rango analizado, las variaciones en el espesor en la parte superior tienen un impacto mínimo en la respuesta global de la estructura, ya que las cargas y esfuerzos en esa zona son significativamente menores que en la base. En la Tabla 7-1 se muestra un resumen de los límites mínimos de diámetros y espesores para los cuales las torres cumplen con un diseño adecuado.

Tabla 7-1. Valores mínimos de diámetro y espesor de las torres que cumplen las restricciones de diseño.

Parámetro	Valor mínimo (m)			
	70 m	75 m	80 m	85 m
D_b	3.38	3.5	3.63	3.88
D_p	1.6	1.6	1.6	2.5
t_b	0.028	0.028	0.03	0.033
t_p	0.015	0.015	0.015	0.015

En términos de comportamiento dinámico, el 26 % de las torres evaluadas cumple con la condición de frecuencia natural dentro del rango admisible (0.336–0.798 Hz) establecido en la Sección 6.4. Los valores de frecuencia natural oscilaron entre 0.1 Hz y 0.577 Hz, sin que ninguna torre superara el valor máximo permisible de 0.798 Hz. Es decir, que aquellas torres que no cumplieron con la restricción de frecuencia natural permisible presentaron valores por debajo del límite inferior de 0.336 Hz, lo que las expone a un mayor riesgo de resonancia con las excitaciones del rotor.

La Figura 7-2 muestra la distribución de las frecuencias naturales de todos los modelos analizados: las torres que no cumplen con la restricción de frecuencias permisibles se representan en color rojo, mientras que aquellas que sí cumplen, se encuentran en color azul.

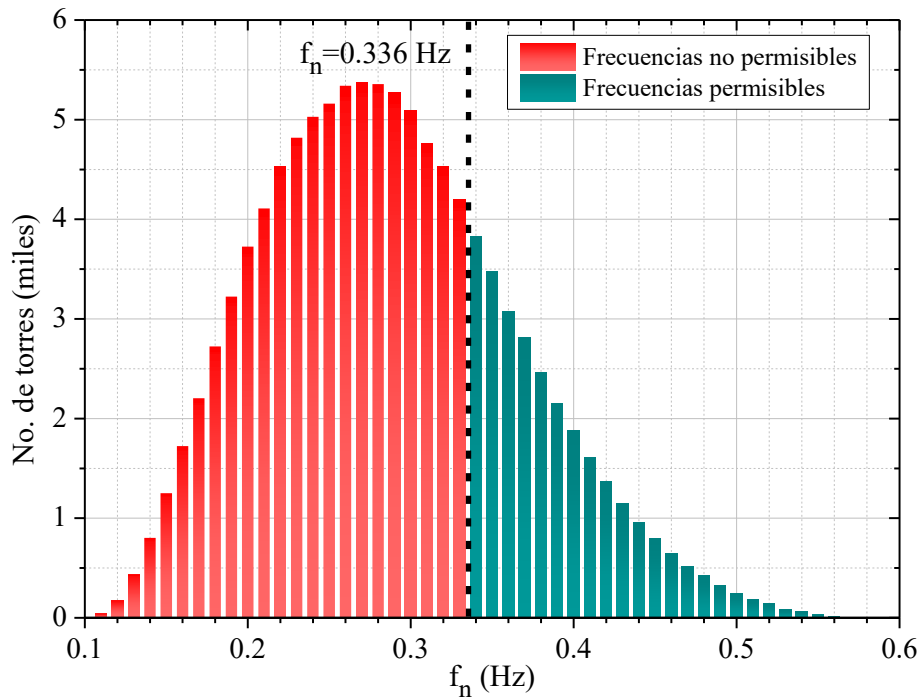


Figura 7-2. Distribución de frecuencias de valores de frecuencia natural de vibrar (f_n) de las torres estudiadas.

Cabe señalar que, las torres que cuentan con frecuencias elevadas corresponden a estructuras más rígidas y robustas, mientras que aquellas que tienen frecuencias bajas son características de torres más flexibles. En términos generales, los resultados indican que el diseño geométrico adoptado tiende hacia estructuras ligeras y flexibles, lo que reduce el consumo de material y, en consecuencia, el costo del proyecto. Este escenario resulta más favorable para el diseño e instalación de aerogeneradores, siempre y cuando se cumplan las restricciones de diseño que necesarios para la seguridad estructural y la operación estable del sistema.

Por otro lado, una restricción fundamental para garantizar el desempeño estructural adecuado de las torres corresponde al desplazamiento máximo en la punta. Este parámetro depende principalmente de las fuerzas aplicadas sobre la estructura, las cuales están directamente relacionadas con la altura total de la torre y el perfil de viento incidente. Si bien el análisis considera el mismo perfil de viento para todos los modelos evaluados, las torres de mayor altura experimentan mayores cargas en la parte superior debido al incremento de la velocidad del viento con la altitud.

Asimismo, el desplazamiento en la punta está determinado por la rigidez global de la torre, la cual depende tanto de las propiedades del material como de las características geométricas del sistema estructural. Dado que todas las torres analizadas emplean el mismo material, las variaciones geométricas, principalmente en el diámetro y espesor de las secciones, son las que controlan la magnitud del desplazamiento máximo.

En la Figura 7-3 se presentan los valores del desplazamiento máximo en la punta para las distintas combinaciones de diámetro y espesor promedios de las torres analizadas. Es importante señalar que pueden existir diferentes configuraciones geométricas que conduzcan a un mismo valor promedio de diámetro y espesor; por lo tanto, los resultados que se muestran en la figura corresponden a la media de los desplazamientos asociados a las diferentes torres que tienen los mismos valores promedio de diámetro y espesor.

Todos los valores a la derecha de la línea blanca que se muestra en la Figura 7-3, corresponden a los casos donde el desplazamiento es menor o igual al máximo permisible, conforme a lo establecido en la Sección 6.4 de este estudio ($D_p \leq 0.03H$). Como era de esperarse, a medida que aumenta la altura de la torre, el número de modelos que satisfacen esta restricción disminuye, lo que implica que los requerimientos geométricos para garantizar un comportamiento estructural adecuado se vuelven más exigentes.

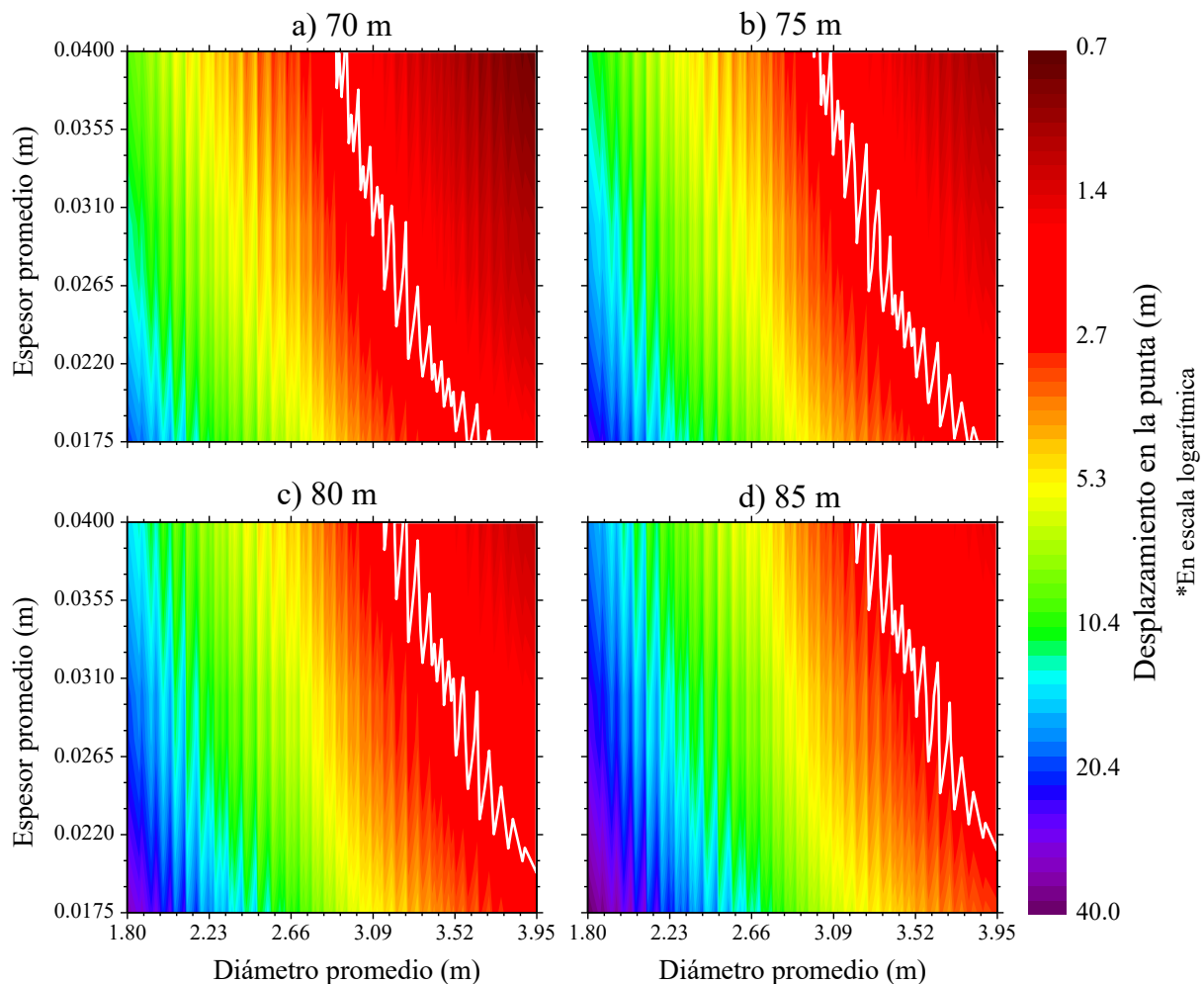


Figura 7-3. Desplazamiento máximo en la punta (en m) para torres con altura de a) 70 m, b) 75 m, c) 80 m y d) 85 m.

Por otro lado, se observan valores de desplazamiento extremadamente elevados en los casos críticos. Por ejemplo, algunos modelos de 80 m de altura presentan desplazamientos de hasta 40 m en la punta. Estos resultados son claramente inconsistentes y los modelos correspondientes se descartan. La causa de estos valores tan elevados radica en que el modelo asume un comportamiento elástico lineal de la estructura. Sin embargo, la torre colapsaría mucho antes de alcanzar desplazamientos de esta magnitud, lo que evidencia la necesidad de incorporar efectos de no linealidad en la modelación para obtener resultados más realistas, como por ejemplo un modelo elasto-plástico perfecto o considerar la degradación de la rigidez de los materiales.

No obstante, los análisis lineales conservan su utilidad en las etapas iniciales del diseño, ya que permiten identificar tendencias generales, comparar alternativas estructurales y detectar posibles

inconsistencias del modelo con un bajo costo computacional. En este sentido, los análisis simplificados constituyen una herramienta complementaria que orienta y optimiza el desarrollo de estudios no lineales más detallados, los cuales resultan indispensables para representar con mayor precisión la respuesta estructural y los posibles mecanismos de falla.

Para evaluar la estabilidad frente al pandeo, se calcula para cada torre la relación de esbeltez (λ) adimensional, definida como el cociente entre la altura total de la torre (H) y el radio de giro de su sección transversal (r). Para una sección circular, el radio de giro se calcula mediante la ecuación (7-1):

$$r = \sqrt{\frac{I}{A}} \quad (7-1)$$

Donde I es el momento de inercia y A es el área de la sección transversal. Es importante mencionar que, para el presente estudio, el área y el momento de inercia de cada torre se obtienen considerando los diámetros y espesores promedio de las estructuras. Con este valor de la relación de esbeltez, se construyen las gráficas que se muestran en la Figura 7-4, que representan la relación entre λ y el cociente entre el esfuerzo crítico y el esfuerzo actuante (σ_{cr}/σ_{act}). En estas gráficas, los puntos en color azul corresponden a los casos donde $\sigma_{cr}/\sigma_{act} > 1$, cumpliendo con la restricción de diseño. Por el contrario, los puntos rojos representan los casos que no satisfacen este criterio.

Siguiendo la tendencia observada en resultados previos, se aprecia que, a mayor altura de la torre, menor es el porcentaje de estructuras que cumplen con el parámetro de diseño correspondiente a la resistencia ante el pandeo. Esto se debe principalmente a que las estructuras más altas requieren secciones más robustas, lo que implica un incremento significativo del radio de giro para mantener la estabilidad frente al pandeo.

En términos de relación de esbeltez (λ), se observa que, para las torres de 70 m de altura, los valores se sitúan en un intervalo de 50 a 112. Estos valores se incrementan en función de la altura: para torres de 75 m, el intervalo es de 53 a 120; para las estructuras de 80 m, se presentan valores entre 57 y 129; y finalmente para las torres de 85 m, los valores oscilan entre 61 y 137.

Para garantizar que los diseños cumplan con la restricción de resistencia ante el pandeo (esfuerzo crítico superior al esfuerzo actuante), es necesario cumplir con valores máximos admisibles de

esbeltez de 81, 85, 87 y 91, respectivamente para cada altura, asegurando de este modo el cumplimiento de la restricción de diseño.

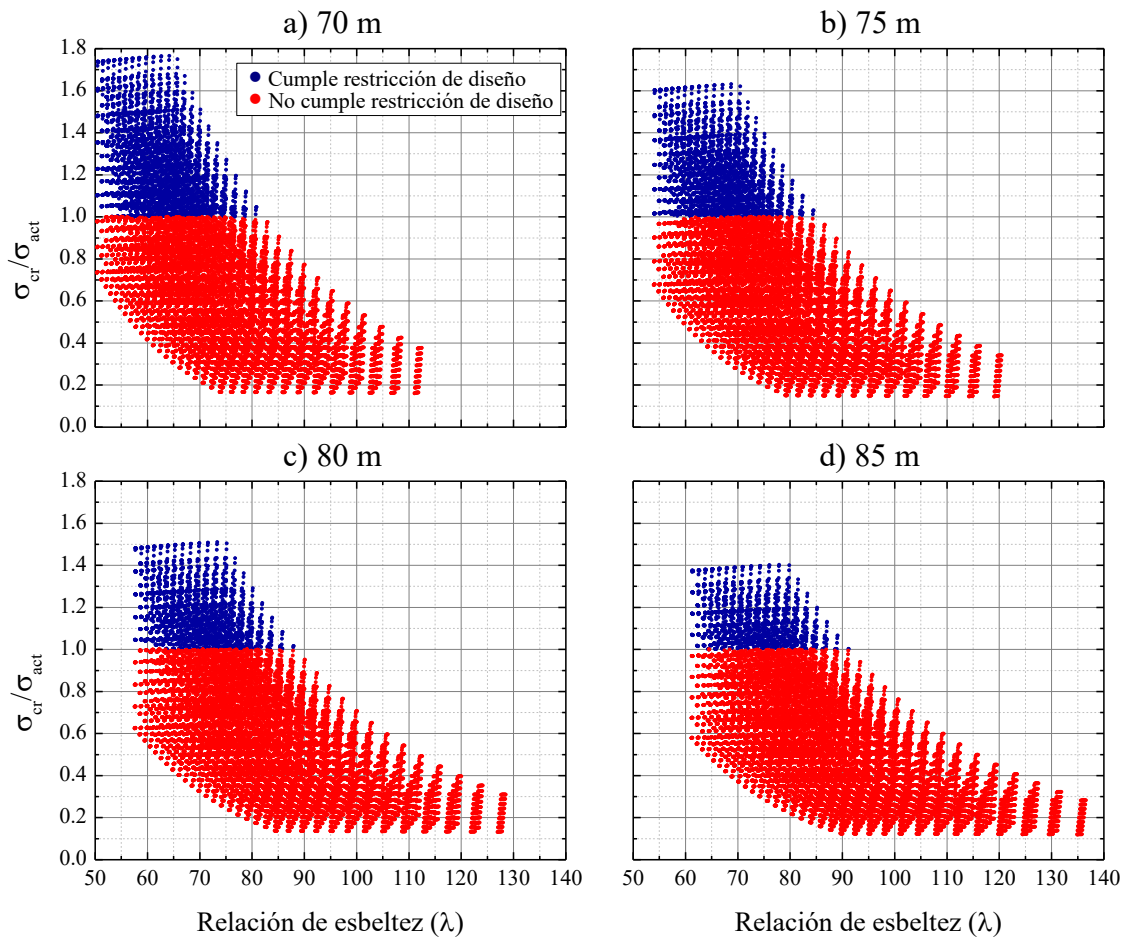


Figura 7-4. Variación de la relación de esfuerzos (σ_{cr}/σ_{act}) en función de la esbeltez para torres con altura de a) 70 m, b) 75 m, c) 80 m y d) 85 m.

Los valores derivados de este análisis resultan de gran interés, ya que proporcionan una referencia útil de los valores de relación de esbeltez para los cuales una torre puede considerarse como un diseño adecuado desde el punto de vista de estabilidad estructural y resistencia ante el pandeo. Para este estudio, el valor de λ deberá ser menor o igual a 91, ya que por encima de este umbral la estructura podría no cumplir con los requisitos de resistencia al pandeo.

7.2 Variación de los parámetros con respecto a la geometría

Con el objetivo de analizar la influencia geométrica en los parámetros de diseño evaluados (frecuencia natural, desplazamiento máximo y resistencia ante el pandeo), se consideraron

únicamente las torres que cumplen con todas las restricciones de diseño previamente establecidas. La muestra estudiada está conformada por 9275 torres de acero. Para cada combinación de diámetros y espesores promedio se determinaron los valores medios correspondientes de los parámetros de diseño, lo que permitió identificar tendencias generales en el comportamiento estructural. En la Figura 7-5 se presentan las gráficas comparativas que ilustran la variación de dichos parámetros en función de las características geométricas de las torres (diámetro y espesor).

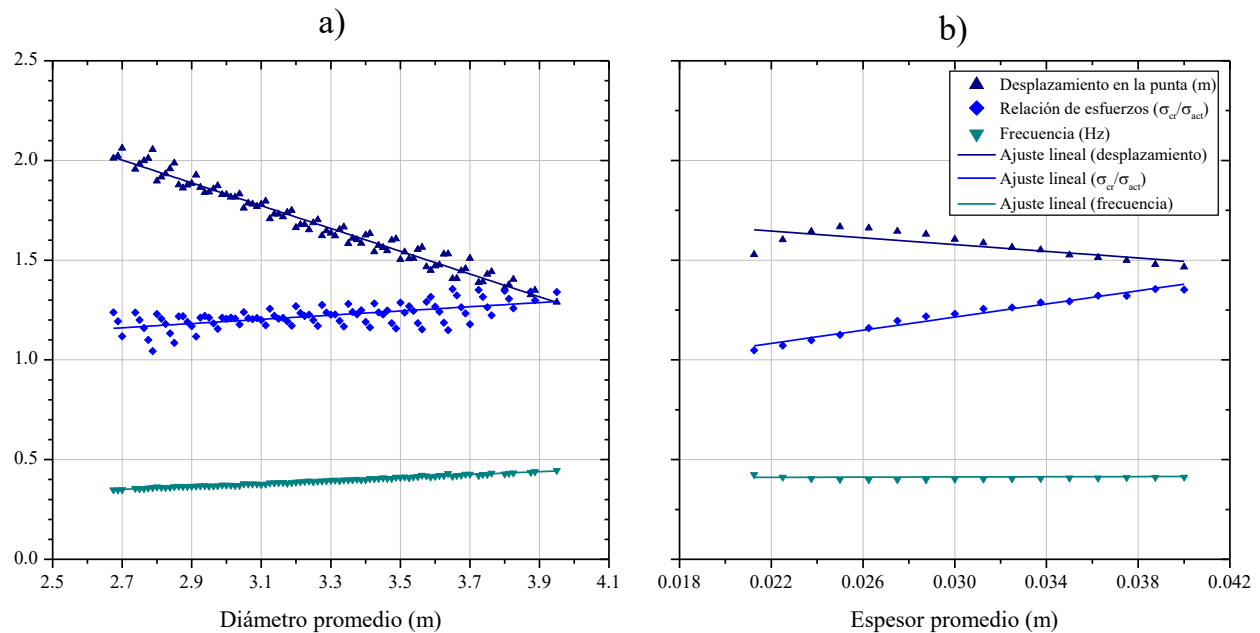


Figura 7-5. Variación del desplazamiento en la punta (en m), relación de esfuerzos de pandeo y frecuencia natural (en Hz) contra a) Diámetro promedio y b) Espesor promedio.

En ambas gráficas se puede notar dos aspectos importantes. En primer lugar, como se ha demostrado en resultados previos, entre más robusta es la estructura (mayor diámetro y mayor espesor) conduce a una mejora en el desempeño estructural: el desplazamiento en la punta disminuye y el esfuerzo crítico aumenta, lo que eleva el margen de seguridad respecto al esfuerzo actuante. Sin embargo, esto representa un posible aumento en el costo de construcción de la estructura. En segundo lugar, se aprecia que dichos parámetros geométricos tienen poca influencia sobre la frecuencia natural de la torre. Este comportamiento puede explicarse porque, si bien las variaciones en el diámetro y el espesor modifican tanto la rigidez como la masa de la estructura, la frecuencia natural del sistema está dominada predominantemente por la masa concentrada en la góndola y el rotor. En consecuencia, la contribución de la masa distribuida de la torre a la dinámica global del sistema resulta comparativamente menor.

Por esta razón, se recomienda considerar también las dimensiones de la góndola y del rotor, ya que estas afectan significativamente la frecuencia natural del sistema. A partir de los resultados, fue posible concluir que las torres cumplen con un diseño adecuado cuando sus dimensiones se encuentran aproximadamente entre 2.7 y 4.0 m de diámetro y entre 2.1 y 4.0 cm de espesor. Dentro de este intervalo, los cambios en el diámetro y el espesor tienen poca influencia sobre la frecuencia natural de la torre, lo que permite variar estas dimensiones para cumplir con otros objetivos de diseño o constructivos sin alterar significativamente su comportamiento dinámico. Fuera de este intervalo, las variaciones podrían afectar de manera considerable la estabilidad estructural y los desplazamientos máximos, comprometiendo la seguridad del diseño.

Por otro lado, el desplazamiento en la punta de la torre es altamente sensible a las variaciones en el diámetro y el espesor. Esta influencia es especialmente notable al aumentar el diámetro, ya que el desplazamiento en la punta está directamente relacionado con los momentos generados por las fuerzas del viento, las cuales dependen del área de contacto de la torre. Además, el desplazamiento en la punta es inversamente proporcional al momento de inercia de la sección transversal, el cual aumenta de manera significativa con el diámetro de la torre. Por lo tanto, pequeñas variaciones en el diámetro producen cambios considerables en la rigidez a la flexión de la estructura y, en consecuencia, en el desplazamiento máximo de la punta.

Para este caso de estudio, el desplazamiento en la punta se reduce en más de un 50% al incrementar el diámetro de 2.7 a 4 metros. Cabe mencionar que, si bien el desplazamiento se obtiene asumiendo un comportamiento elástico del material, se consideraron momentos de segundo orden, lo que permite una aproximación más realista al comportamiento estructural de la torre.

Finalmente se observa que, al incrementar el diámetro y el espesor de la torre, el esfuerzo crítico o resistente de pandeo aumenta respecto al esfuerzo actuante, mejorando así la seguridad estructural frente a la inestabilidad. En este sentido, el espesor de la sección es el parámetro que ejerce mayor influencia sobre la resistencia frente al pandeo, dado que esta depende directamente de la relación de esbeltez de los elementos estructurales, tanto a nivel global como local. Por una parte, el pandeo global está gobernado por la esbeltez de la estructura, mientras que el pandeo local en secciones cilíndricas huecas está determinado principalmente por la relación diámetro-espesor. Por ello, incrementar el espesor reduce la susceptibilidad al pandeo local y eleva la carga crítica, sin embargo, también conduce a estructuras más robustas y, en consecuencia, de mayor costo.

En el diseño de las torres, resulta fundamental considerar el equilibrio entre seguridad estructural y el aspecto económico. Con este objetivo, se optó por optimizar el diseño seleccionando torres con la menor masa estructural. En la Figura 7-6 se presenta un gráfico de superficie que representa la masa de las torres en función del diámetro y espesor promedio. La masa se calculó mediante la discretización de la torre en secciones de 1 m de altura, determinando el volumen de cada sección a partir del área transversal correspondiente a su altura, considerando que tanto el diámetro como el espesor disminuyen linealmente desde la base hasta la punta. La suma de los volúmenes de todas las secciones proporciona el volumen total de la torre, que finalmente se multiplica por la densidad del acero ($\rho_s = 8500 \text{ kg/m}^3$) para obtener la masa total.

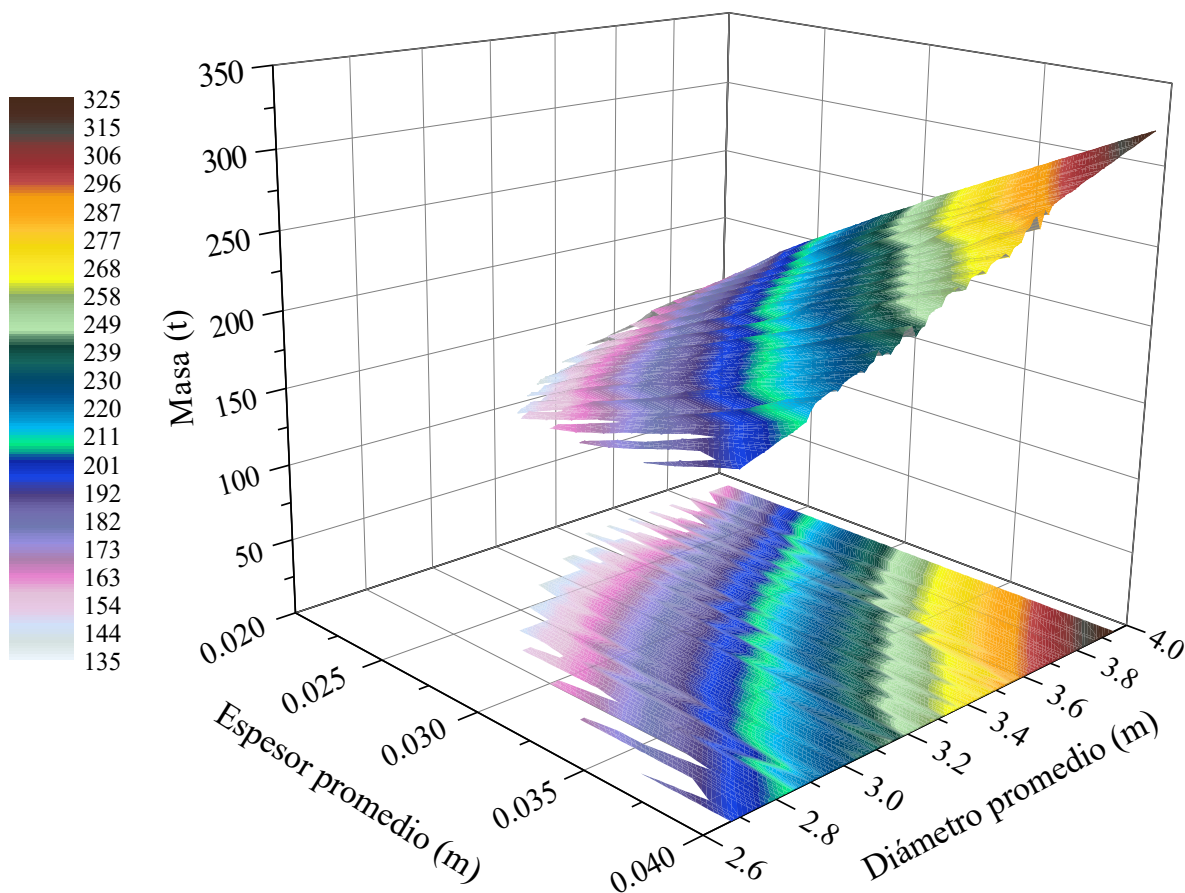


Figura 7-6. Masa de las torres de acero en función del diámetro y espesor promedio.

Como era de esperarse, la masa de las torres disminuye al reducirse el diámetro y el espesor. Como se observa en la Figura 7-6, las configuraciones más pesadas (masa superior a 300 t) corresponden a los límites superiores de ambos parámetros. Sin embargo, las torres más ligeras no se encuentran necesariamente en los valores más bajos de diámetro.

Los resultados indican que las torres de menor masa corresponden a diámetros en el intervalo de 2.7 m a 3.6 m, mientras que, en el caso del espesor, las masas mínimas se asocian consistentemente con los valores más pequeños dentro del intervalo estudiado. Esto se debe principalmente a que la integración de las diferentes variables de diseño no siempre son las óptimas. Por ejemplo, se puede diseñar una torre con un diámetro de 4.5 m, lo cual indicaría que la estructura es robusta, sin embargo, sucede todo lo contrario si se le asigna un espesor muy pequeño, lo cual hace que dicha torre de soporte sea más ligera.

Con base en los resultados obtenidos, se seleccionaron las 30 torres de menor masa para cada grupo de altura considerado (70 m, 75 m, 80 m y 85 m) con el fin de continuar el análisis de la variación de los parámetros de comportamiento estructural. Cabe mencionar que estos modelos estructurales cumplen con las restricciones previamente establecidas.

La Tabla 7-2 presenta un resumen de los valores mínimo, máximo y promedio de la masa de las torres seleccionadas. En esta tabla se observa que las torres de 70 y 75 m presentan una desviación estándar significativamente menor, lo cual se debe a que un mayor número de modelos con estas alturas cumplen las restricciones de diseño. En contraste, los modelos de 80 y 85 m muestran una dispersión mucho mayor, alcanzando diferencias de masa superiores a 60 toneladas entre torres.

Tabla 7-2. Masa estructural de las torres seleccionadas.

Altura (m)	Masa (t)			
	Mínima	Máxima	Promedio	Desviación
70	138	144	141.9	1.65
75	157	163	160.5	1.64
80	174	221	196	11.36
85	214	278	249.4	17.23
Total	138	278	186.9	42.38

El estudio de la masa de la estructura es de gran importancia en el desarrollo de un proyecto de un aerogenerador, ya que este valor se relaciona de forma directa con los costos de construcción de la estructura. Es por ello que, además del cumplimiento de los requisitos estructurales, resulta esencial incorporar criterios de optimización orientados a la reducción de masa, con el fin de lograr un diseño seguro, eficiente y económicamente viable.

Una vez seleccionados los modelos que cumplen con todas las restricciones de diseño y que representan las alternativas más económicas en función de la masa, se puede realizar un análisis de sensibilidad con la finalidad de identificar la influencia de la variación de los parámetros estructurales y la relación que existe entre ellos.

En la Figura 7-7a se muestra una gráfica de los 120 modelos seleccionados (30 para cada grupo de altura) en el espacio 3D con los ejes de la frecuencia, el desplazamiento y la relación de esfuerzos, así como sus proyecciones en todos los planos. Estas proyecciones se grafican posteriormente en la Figura 7-7b (desplazamiento vs frecuencia), Figura 7-7c (desplazamiento vs esfuerzo) y Figura 7-7d (frecuencia vs esfuerzo).

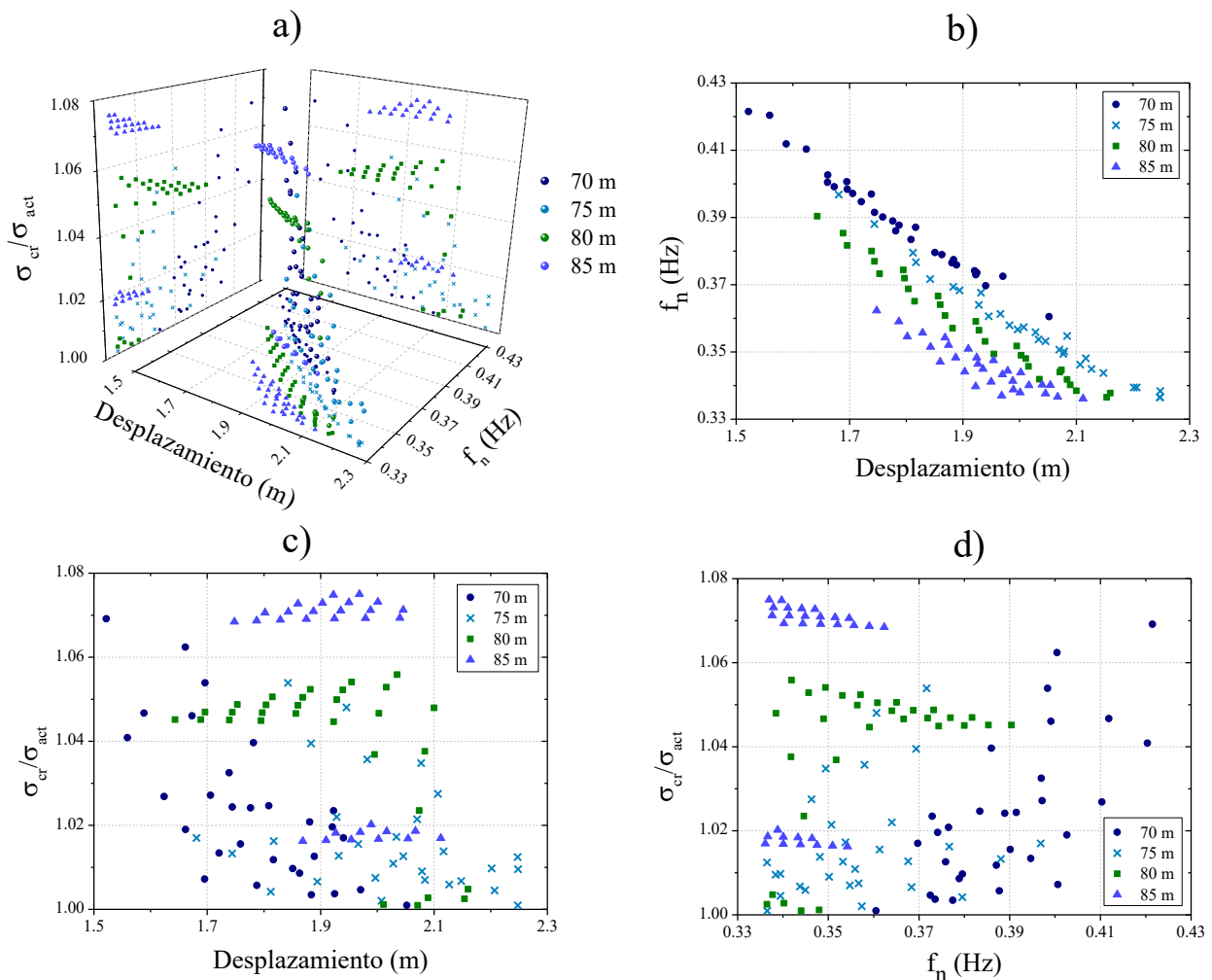


Figura 7-7. Relación entre los parámetros de diseño estructural correspondientes a torres de aerogeneradores de mediana altura.

En primer lugar, se observa un comportamiento casi lineal entre el desplazamiento en la punta de la torre y la frecuencia natural de vibración, como se muestra en la Figura 7-7b. Las frecuencias altas (períodos cortos) son características de estructuras más rígidas, que presentan oscilaciones de menor amplitud y, por lo tanto, el desplazamiento en la punta de la torre tiende a ser menor.

Como era de esperar, las torres de 70 m registran los valores más altos de frecuencia natural, ya que su menor altura les confiere mayor rigidez estructural. Por el contrario, se esperaría que las torres de 85 m, al ser más esbeltas y flexibles, presentaran los desplazamientos más elevados en la punta; sin embargo, los resultados muestran que estas torres presentan, en general, desplazamientos menores que los modelos de otras alturas con frecuencias similares. Este comportamiento indica que, aunque las torres de 85 m podrían ser más flexibles, las estructuras con frecuencias más bajas son las que podrían estar más expuestas a efectos de resonancia.

En la Figura 7-7c y la Figura 7-7d se observa que la relación entre las restricciones no muestra un comportamiento tan definido como el identificado anteriormente. Esto sugiere que la frecuencia natural y el desplazamiento no presentan una fuerte dependencia con respecto a la relación de esfuerzos de pandeo. En consecuencia, un diseño que a primera vista podría considerarse eficiente (por ejemplo, una torre rígida con desplazamientos reducidos), podría no serlo desde el punto de vista de la resistencia al pandeo, la cual constituye uno de los modos de falla más comunes en este tipo de estructuras.

Aun así, puede apreciarse que las torres de 70 m siguen una tendencia coherente con lo esperado, ya que en ambas gráficas se observa que el esfuerzo crítico aumenta a medida que disminuye el desplazamiento y se incrementa la frecuencia. Es decir, ambas variables evolucionan hacia condiciones estructurales más seguras.

En contraste, para las torres de 75 m dicha correlación no se mantiene de forma consistente. En este caso, la torre con el mayor esfuerzo crítico no necesariamente coincide con aquella que presenta el menor desplazamiento o la mayor frecuencia natural. Este resultado sugiere que, más allá de la rigidez global y la frecuencia fundamental, otros aspectos del diseño, tales como la geometría de la sección, la variación del espesor de la pared o la distribución de la masa y rigidez a lo largo de la altura, influyen significativamente en la respuesta al pandeo.

En general, las torres de 75 m tienden a ser más esbeltas, mostrando frecuencias relativamente bajas y desplazamientos mayores en la punta. Además, tanto las torres de 70 m como las de 75 m presentan un intervalo amplio de desplazamientos: de 1.52 a 2.05 m para las torres de 70 m, y de 1.67 a 2.25 m para las de 75 m. Por otro lado, las torres de 80 y 85 m presentan un comportamiento más uniforme. Es decir, los valores de esfuerzo permanecen relativamente constantes para los distintos valores de frecuencia y desplazamiento en la punta, como se muestra en la Figura 7-7c y Figura 7-7d. Además, el rango de desplazamientos y frecuencias para estas torres es menor que el observado en las torres de 70 y 75 m. Específicamente, los desplazamientos de las torres de 80 m varían entre 1.64 y 2.15 m, mientras que las torres de 85 m presentan desplazamientos en la punta entre 1.75 y 2.05 m.

La tendencia observada resulta particularmente interesante, ya que, como se mencionó anteriormente, las torres de 80 y 85 m presentan una mayor variabilidad en términos de masa, pero muestran valores más consistentes en los parámetros de diseño que las torres de 70 y 75 m. Es decir que, aunque sus configuraciones geométricas varían más, su comportamiento estructural es relativamente uniforme. Este fenómeno constituye una ventaja, ya que permite disponer de mayor flexibilidad en el diseño constructivo sin comprometer la respuesta estructural. Esta ventaja se incrementa al considerar que las torres más altas generan una mayor capacidad energética.

7.3 Recomendaciones de diseño para torres de aerogeneradores

Con base en los resultados obtenidos del análisis paramétrico, se logró identificar el rango de parámetros geométricos que permite un diseño adecuado de las torres de acero para aerogeneradores, considerando las restricciones de diseño evaluadas. Cabe señalar que el análisis estructural se realizó considerando el perfil de viento característico de la zona de La Ventosa, Oaxaca. Por lo tanto, los resultados son aplicables principalmente a torres de acero de aerogeneradores ubicadas en esta región o en zonas cuyas características del viento sean similares.

Los rangos de las variables geométricas recomendados se presentan en la Tabla 7-3. Todas las torres que cumplen con las restricciones de frecuencia, desplazamiento en la punta y relación de esfuerzos tienen sus diámetros y espesores, tanto en la base como en la punta, dentro de los rangos indicados. No obstante, es importante destacar que no todas las combinaciones de estos parámetros garantizan un diseño adecuado; cada caso particular debe analizarse individualmente para verificar que cumple con los criterios establecidos.

Tabla 7-3. Rangos de variables geométricas de diseño recomendados.

Altura (m)	D_b (m)		D_p (m)		t_b (cm)		t_p (cm)	
	min	max	min	max	min	max	min	max
70	3.38	4.5	1.6	3.4	2.75	4	1.5	4
75	3.5	4.5	1.6	3.4	2.75	4	1.5	4
80	3.63	4.5	1.6	3.4	3	4	1.5	4
85	3.88	4.5	2.5	3.4	3.25	4	1.5	4

Finalmente, en la Tabla 7-4 se presenta, para cada grupo de altura de torres, el modelo estructural con dimensiones óptimas. Este diseño óptimo corresponde a la torre que cumple con todas las restricciones de diseño y que, además, representa la estructura de menor peso dentro de su grupo de altura. Si bien el diseño y la construcción de torres de aerogeneradores dependen de múltiples factores, las dimensiones aquí indicadas constituyen un parámetro de referencia adecuado para orientar el diseño en un proyecto.

Tabla 7-4. Diseños óptimos de las torres de aerogeneradores.

Altura (m)	D_b (m)	D_p (m)	t_b (cm)	t_p (cm)
70	4.5	2.35	2.75	1.5
75	4.5	2.8	2.75	1.5
80	4.5	2.65	3	1.5
85	4.5	3.4	3.25	1.5

Como puede observarse, todos los modelos presentan el mayor diámetro posible en la base. Esto ocurre generalmente en los modelos más ligeros, donde el valor de D_b tiende a acercarse al límite máximo permitido.

Por otro lado, todos los modelos muestran el menor espesor posible tanto en la base como en la punta, lo que indica que la reducción del peso es muy sensible al espesor. En consecuencia, los diámetros deben ser mayores para garantizar una estructura resistente. En cuanto al diámetro de la punta, este es variable y, a medida que aumenta la altura de la torre, tiende a acercarse al límite superior.

8 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó un estudio paramétrico de torres de acero para aerogeneradores de mediana altura ubicadas en la zona de “La Ventosa”, Oaxaca. Se evaluaron tres parámetros estructurales y sus restricciones de diseño: la resistencia al esfuerzo de pandeo, el desplazamiento en la punta de la torre y la frecuencia natural de vibración. Las variables geométricas de entrada consideradas fueron los diámetros y espesores, tanto en la base como en la punta de las torres.

Derivado del análisis se encontró que, de los más de 100 000 modelos generados únicamente el 8.58 % cumple con todas las restricciones de diseño establecidas, lo cual indica que los valores geométricos límite recomendados en la literatura no son adecuados para todas las condiciones de viento. Los diámetros mínimos obtenidos fueron de 3.38 m para las torres más bajas y de 3.88 m para las de 85 m de altura, superando en más de un metro los valores mínimos comúnmente sugeridos. Este incremento puede atribuirse a las elevadas velocidades de viento características de la región, que exigen estructuras más robustas.

Entre los tres parámetros estructurales analizados, la frecuencia natural presentó la menor tasa de aceptación: el 74.3% de las torres no se ubicó dentro del rango rígido–flexible recomendado por las guías de diseño. Cabe destacar que ninguna torre se encontró en el rango rígido, lo que confirma la presencia de estructuras esbeltas. Para el caso del desplazamiento máximo en la punta, el 79.4% de los modelos no cumplió con el límite admisible, mientras que más del 86% de las torres presentó una condición desfavorable frente al pandeo. En consecuencia, todas las torres con diámetro de base inferior a 3.38 m fallaron por este fenómeno, tal como se mencionó en la Sección 3.3, donde se señaló que el pandeo es uno de los modos de falla más comunes en este tipo de estructuras.

Por otro lado, se identificaron torres que satisfacen los criterios de diseño aun con diámetros reducidos en la punta, lo cual es razonable, dado que en la parte superior la carga por peso propio es menor y el pandeo no resulta determinante; sin embargo, contar con diámetros pequeños en la parte superior permite obtener diseños más ligeros y económicos. Este comportamiento también se observó respecto al espesor, donde torres con valores mínimos recomendados en la literatura resultaron estructuralmente adecuadas. Estos hallazgos resaltan la importancia de variar los parámetros geométricos con la altura, recomendándose que la parte superior de la torre tenga dimensiones mínimas compatibles con las exigencias estructurales, con el fin de minimizar el peso y los costos de fabricación.

Asimismo, se observó una relación lineal entre la frecuencia natural y el desplazamiento, consistente con la teoría de la elasticidad lineal, donde la rigidez es inversamente proporcional al desplazamiento. En cambio, la relación entre el cociente de esfuerzos de pandeo y los otros dos parámetros mostró una alta dispersión, sin una tendencia clara que permita establecer una correlación directa. Aunque sí se apreció una tendencia de un incremento en la demanda por esfuerzos en torres cuyos desplazamientos eran mayores. Por otro lado, se observó que el pandeo exhibe un porcentaje de incumplimiento en las restricciones de diseño significativamente superior al de los otros dos parámetros.

Cabe señalar que en este estudio se realizaron diversas simplificaciones con la finalidad de reducir costos computacionales y tener una herramienta práctica para evaluar las restricciones de diseño más importantes de las torres de aerogeneradores. En futuras investigaciones se recomienda incorporar el comportamiento no lineal de las torres mediante el uso del método de elemento finito, con el objetivo de considerar fenómenos como fatiga o agrietamiento por cargas cíclicas, que reducen la capacidad resistente de los materiales. También se sugiere ampliar el estudio paramétrico incorporando otras variables de entrada, como el tipo y tamaño del rotor, con el objetivo de obtener configuraciones estructurales más eficientes. Analizar torres fabricadas con materiales alternativos podría representar igualmente una línea de investigación innovadora con gran potencial para la industria eólica.

Finalmente, es fundamental abordar el diseño de torres de aerogeneradores desde una perspectiva integral, que incluya no solo el desempeño estructural, sino también los costos constructivos y de mantenimiento, así como la eficiencia energética. De igual forma, es importante continuar con el desarrollo y difusión de investigaciones orientadas a las energías renovables con el objetivo de contribuir con soluciones más seguras estructuralmente, sostenibles y viables económicamente dentro del sector de la ingeniería estructural.

9 REFERENCIAS

- Adhikari, S. y Bhattacharya, S. (2010). “Vibrations of wind-turbines considering soil-structure interaction”, *Wind and Structures*, Vol. 14, No. 2, pp. 85-112.
- Al-Sanad, S., Wang, L., Parol, J., Kolios, A. (2020) “Reliability-based design optimisation framework for wind turbine towers”, *Renewable Energy* 167, pp. 942-953.
- ANSYS Inc. (2018), *Ansys® Academic Research Mechanical APDL, Release 19.0*, Canonsburg, Help System, Coupled Field Analysis Guide, ANSYS, Inc.
- Asociación Mexicana de Energía Eólica AMDEE (2023). *Parques eólicos*. Consulta realizada en https://amdee.org/es_es/07-proyectos/
- Berkovits, A. y Golod, A. (1972), “Buckling of an elastic column containing a fatigue crack”, *Experimental Mechanics*, Vol. 12, No. 8, pp. 368–371.
- Bouزيد, D., Bhattacharya, S., Otsmane, L. (2018), “Assessment of natural frequency of installed offshore wind turbines using nonlinear finite element model considering soil-monopile interaction”, *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 10, pp. 333-346.
- Capaldo, M., Orsatelli, J.B., Curt, J. y Julan, E. (2020), “Influence of cracks on the buckling of wind turbine towers”, *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 1618, No. 2, 022001.
- Chou, J.S., Tu, W.T. (2011), “Failure analysis and risk management of a collapsed large wind turbine tower”, *Engineering Failure Analysis*, Vol. 18, No. 1, pp. 295–313.
- Comisión Federal de Electricidad. CFE. (2020), *Manual de Diseño de Obras Civiles. Diseño por viento*. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México.
- Davenport, A. G. (1961). “The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds”. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, Vol. 87, No. 372, pp. 194–211.
- De Anda, J., Ruiz, S.E., Bojórquez, E. y Inzunza-Aragón, I. (2023a), “Towards optimal reliability-based design of wind turbines towers using artificial intelligence”, *Engineering Structures*, Vol. 294, p. 116778.
- De Anda, J., Ruiz Gómez, S., Inzunza-Aragón, I., González Olmos L., Silva, F. (2023b), “Efecto que tiene la fatiga en el pandeo de torres de acero de aerogeneradores”, XXIV Congreso Nacional de Ingeniería Sísmica, Guadalajara, México. *Sociedad Mexicana de Ingeniería Sísmica*.
- De Anda, J., Ruiz Gómez, S., Salbitano, G., Silva-González, F., Inzunza-Aragón, I., Barraza, M., Fisher, H. (2024) “Curvas de fragilidad para torres de aerogeneradores, considerando daño acumulado por fatiga”, XXIV Congreso Nacional de Ingeniería Estructural, Quintana Roo, México. *Sociedad Mexicana de Ingeniería Estructural*.
- Det Norske Veritas y Wind Energy Department, Risø Laboratory. (2002), *Guidelines for Design of Wind Turbines*. Copenhagen.

Diaconita, A., Andrei, G., Rusu E., (2022). “Estimation of the tower shape effect on the stress–strain behavior of wind turbines operating under offshore boundary conditions”, *Inventions* 2022, 7, 11.

EN 1993-3-2. (2006). *Eurocode 3: Design of Steel Structures - Part 3-2: Towers, Masts and Chimneys – Chimneys*. The European Union Per Regulation.

Feliciano, J., Cortina, G., Spear, A., Calaf, M. (2018) “Generalized analytical displacement model for wind turbine towers under aerodynamic loading”, *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics* 176, pp. 120–130.

Folster, K. (2016), “*Influence of geometry on the dynamic behaviour of steel tubular towers for onshore wind turbines*”, Tesis de Maestría, University of Cape Town

Furlanetto, A., Gomes, H., Almeida, F. (2020) “Design optimization of tapered steel wind turbine towers by QPSO algorithm”, *International Journal of Steel Structures* Vol. 20, No. 5, pp. 1552–1563.

GAMESA. (2015), *Gamesa 2.0-2.5 MW*. Technological Evolution.

Glauert, H. (1935), “Airplane Propellers”, *Aerodynamic Theory*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 169–360.

Golling, S. (2009). *Stress concentration at the door opening of steel towers for wind turbines*, Tesis de Maestría, Luleå University of Technology

Gorla, RSR., Pallikonda, M. y Wlnuj, G. (2019), “Use of Rayleigh distribution method for assessment of wind energy output in Cleveland-Ohio”, *Renewable Energy Research and Applications (RERA)*, Vol. 1, No. 1, 11-18.

Hau, Erich. (2013), “Wind turbines. Fundamentals, technologies, application, economics”, Springer, Alemania.

International Electrotechnical Commission (IEC). (2005). *IEC 61400-1: Wind turbine generator systems -Part 1: Design requirements*, pp. 1–92.

Inzunza Aragón, I. (2021), *Cálculo de factores parciales de seguridad para el diseño por fatiga de torres de aerogeneradores*, Tesis de Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México.

Inzunza-Aragón, I. y Ruiz, S.E. (2020), “Capacity and demand factors changing over time. Application to wind turbine steel towers”, *Engineering Structures*, Vol. 206, p. 110156.

Inzunza-Aragón, I., Ruiz, S.E. y Cruz-Reyes, L. (2022), “Use of artificial neural networks and response surface methodology for evaluating the reliability index of steel wind towers”, *Advances in Civil Engineering*, Vol. 2022, ID 4219524.

Jaramillo, O.A. y Borja, M.A. (2004), “Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: A bimodal probability distribution case”, *Renewable Energy*, Vol. 29, No. 10, pp. 1613–1630.

- Kavakli, M., Gudmestad, O. (2023). “Analysis and assessment of onshore and offshore wind turbine failures”, *International Journal of Energy Production and Management*, Vol. 8, No.1, pp. 27-34.
- Ledoux, J., Rizzo, S., Salomon, J. (2021). “Analysis of the Blade Element Momentum theory”. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, Vol. 81, No. 6, pp. 2596-2621.
- Ma, Y., Martinez-Vazquez, P. y Baniotopoulos, C. (2019), “Wind turbine tower collapse cases: A historical overview”, *Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Structures and Buildings*, Vol. 172, No. 8, pp. 547–555.
- Ma, Y., Martinez-Vazquez, P. y Baniotopoulos, C. (2020), “Buckling analysis for wind turbine tower design: Thrust load versus compression load based on energy method”, *Energies* 2020, 13, 5302.
- Morales, A., Wächter, M. y Peinke J. (2011), “Characterization of wind turbulence by higher-order statistics”, *Wind Energy*, Vol. 15, pp. 391-406.
- Negm, H., Maalawi, K. (2000). “Structural design optimization of wind turbine towers”, *Computers and Structures*, Vol. 74, pp. 649-666
- Nicholson, J.C. (2011), *Design of wind turbine tower and foundation systems*, Tesis de Maestría, University of Iowa.
- Ortegón Esparza, J.A. y Pozos Estrada, A. (2017), “Educational software for wind engineering applications on structures”, 6th Structural Engineers World Congress, Cancún, México.
- Pacheco, J., Pimenta, F., Pereira, S., Cunha, Á. y Magalhães, F. (2022), “Fatigue assessment of wind turbine towers: Review of processing strategies with illustrative case study”, *Energies*, Vol. 15, No. 13, p. 4782.
- Perelmuter, A., Yurchenko, V. (2013). “Parametric optimization of steel shell towers of high-power wind turbines”, *Procedia Engineering* 57, pp. 895 – 905.
- Reyno, H., Park, J., Kang, S., Kang, Y. (2015). “A numerical analysis for stress concentration of openings in offshore tubular steel tower under design loading condition”. *Journal of the Korea Academia-Industrial Cooperation Society*, Vol. 16, No. 2, pp. 1516-1523.
- Ritchie, H., Rosado, P. y Roser, M. (2023) - “Energy”, OurWorldInData.org. obtenido de: '<https://ourworldindata.org/energy>'
- Samaras, E., Shinzuka, M. y Tsurui, A. (1985), “ARMA Representation of Random Processes”, *Journal of Engineering Mechanics*, Vol. 111, No. 3, pp. 449–461.
- Stacey, A., Sharp, J.V. y Nichols, N.W. (1996), “Static strength assessment of cracked tubular joints”, Conference: 14. International Conference on Offshore Mechanics Arctic Engineering (OMAE), Italy.

Technical University of Denmark (DTU) y World Bank Group (s.f.), *Global Wind Atlas* [Mapa en línea], <http://globalwindatlas.info/en/>

The Mathworks, Inc. (2021). *MATLAB R2021a*. Natick, Massachusetts.

The Wind Power (2024), *Wind Energy Market Intelligence*, obtenido de https://www.thewindpower.net/country_zones_es_36_mexico.php

Tolentino López, D. (2013), *Optimización multiobjetivo para el mantenimiento de estructuras considerando la influencia del daño acumulado*, Tesis de Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.

Veers, P.S. (1998), *Three-Dimensional Wind Simulation*, Albuquerque (USA).