

Ref: Proyecto Integrador Contreras Leandro Gabriel y Labriola Juan Manuel

Neuquén, 20 de Diciembre de 2021

Facultad de Ingeniería, UNCo.

Sr. Director del Departamento de Ing. Civil

Ing. Guillermo Gesualdo:

Adjunto a la presente la versión definitiva del Proyecto Integrador Profesional de la Carrera Ing. Civil *COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO*, dirigida por la *Dra. Ing. Anabel Apcarian*, y codirigido por el *Dr. Ing. Jorge Lässig*, quienes firman al pie en conformidad.

Saludos cordiales,



Anabel Apcarian
DIRECTOR



Jorge Lässig
CODIRECTOR



Leandro Gabriel Contreras
DNI: 35.600.993
Legajo: ING-612



Juan Manuel Labriola
DNI: 36.784.249
Legajo: ING-1395

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL



**“COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES
PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE
DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO
EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO”**

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL presentado por

**LEANDRO GABRIEL CONTRERAS
JUAN MANUEL LABRIOLA**

ante la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue
para acceder al título de

INGENIERO CIVIL

DIRECCIÓN DE TESIS:

Directora: **Dra. Ing. Anabel Apcarian**
Codirector. **Dr. Ing. Jorge Lässig**

Neuquén, 2021

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos, por su paciencia, amor y apoyo incondicional durante todo el transcurso de esta carrera.

A mis abuelos, quiénes me acobijaron bajo su techo y me brindaron compañía en los inicios de esta carrera, y que sin su apoyo no hubiera podido iniciar mis estudios.

A mi compañera de vida, Sofía, y a su madre, Mercedes, quiénes me ofrecieron su contención, amor y apoyo incondicionalmente.

A mi compañero de Tesis, Juan Manuel, por querer realizar esta investigación conmigo, por la paciencia y la dedicación en este proyecto integrador profesional.

A mis amigos de siempre, que a distancia me brindaron su amistad y acompañamiento en este camino.

A mis compañeros de la facultad, con quiénes de alguna u otra manera transité en esta carrera y compartimos miles de horas de estudio.

A todos los profesores de la facultad de la Universidad Nacional del Comahue, quiénes me formaron en todos estos años para ser Ingeniero Civil.

A nuestra tutora, la Dra. Ing. Anabel Apcarian, profesora guía en este trabajo, por su paciencia y tiempo invertidos. Sus aportes, técnicos y humanos fueron vertidos íntegramente en esta investigación.

A Dlubal por su soporte y ayuda para la realización de este trabajo.

A todos ustedes, muchas gracias por acompañarme en este camino.

Leandro Gabriel Contreras.

A papá, mamá y mis hermanos, por su apoyo, presencia y amor incondicional.

A mi amigo y compañero de tesis, Gaby, por formar parte de la presente investigación y su aguante durante todo su desarrollo.

A mis amigos del colegio, amigos de la UNCo y amigos de handball, por su amistad longeva e incondicional y las risas que nunca faltan.

A los profesores de la facultad de Ingeniería, quiénes nos dieron las herramientas para llegar a ser Ingeniero Civil.

A nuestra tutora, Dra. Ing. Anabel Apcarian, por darnos la oportunidad de este gran paso, por su atención y apoyo en el presente trabajo integrador.

A Dlubal por su soporte y ayuda para la realización de este trabajo.

¡Muchas gracias a todos!

Juan Manuel Labriola.

RESUMEN

Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del planeta. Particularmente en la región patagónica, la provincia del Neuquén posee un interesante potencial eólico que está intentando ser aprovechado. El Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) prevé la construcción de parques eólicos en el norte neuquino, instalando aerogeneradores de gran potencia (Multi-MW).

De lo expuesto anteriormente, es que nace el presente proyecto integrador profesional, que tiene como objetivo estudiar la performance de una torre para aerogenerador Multi-MW sometida a viento extremo en el norte neuquino. Se analizan tres diferentes tipos de torres: una torre de acero, una torre de hormigón, y una torre híbrida; considerándose una altura de 100 metros para las mismas.

Las diferentes alternativas se comparan utilizando para las cargas de viento extremo, mediciones realizadas in-situ de la zona de Auquinco, provincia del Neuquén. Para ello se efectúa un modelado numérico de elementos finitos con el software de cálculo RFEM para cada tipo de torre. Además, utilizando el software RWIND se lleva a cabo una simulación fluido computacional para visualizar patrones de flujo de cada torre, y obtener las cargas de viento sobre las torres.

La comparación de las diferentes alternativas comprende el análisis tenso-deformacional, análisis del comportamiento aerodinámico y estudio de las frecuencias naturales.

Los resultados obtenidos constituyen una primera aproximación de cálculo para un diseño estructural de torres de aerogeneradores Multi-MW, y pretende contribuir al desarrollo de la energía eólica en la provincia del Neuquén.

Palabras claves: energía eólica, aerogeneradores, Multi-MW, elementos finitos.

ABSTRACT

Argentina is one of the countries with the most wind potential on Earth. Mainly in the Patagonia region, Neuquén province has an interesting wind potential to be benefit from. The Provincial Entity of Energy from Neuquén (EPEN) is looking forward to build a windmill park in Neuquén's north region, setting up high potency wind turbines.

The present professional thesis is inspired upon the previously mentioned vision, which has the objective of studying the performance of the Multi-MW wind turbine's tower subjected to the extreme wind form the northern Neuquén region. Three types of towers are going to be analyzed: a steel tower, a concrete tower and a hybrid tower, with a 100-meter height for each one.

The mentioned alternatives are compared using in site measurements made in the Auquinco region, Neuquén province, for extreme load cases. For that matter, each tower is modeled using the finite element model software RFEM. Furthermore, it is used the RWIND software to make a computer-based fluid simulation for visualizing flux patters in each tower, and obtaining wind loads in the process.

The comparison is made by analyzing the strain-stress behavior, aerodynamic behavior analysis and analyzing natural frequencies.

Results obtained will make a first approach in structural design calculus for Multi-MW wind turbine's towers, and it is an intended contribution for the development in wind energy in the Neuquén province.

Keywords: Wind energy, wind turbines, Multi-MW, finite element.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	II
ABSTRACT	III
ÍNDICE GENERAL	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
SIMBOLOGÍA Y ANACRONISMOS UTILIZADOS	XV
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. CONTEXTO	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2. OBJETIVOS PARTICULARES	2
1.3. METODOLOGÍA	3
1.4. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	4
2. ENERGÍA EÓLICA	6
2.1. BREVE HISTORIA DEL APROVECHAMIENTO EÓLICO	6
2.2. PARQUES EÓLICOS	8
2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	9
2.3.1. VENTAJAS	9
2.3.2. DESVENTAJAS	9
2.4. POTENCIAL DEL VIENTO	10
2.4.1. POTENCIAL DEL VIENTO EN ARGENTINA	12
2.5. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO EN 2020	13
2.6. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA EN 2020	15
2.6.1. RELEVAMIENTO DE PARQUES EÓLICOS EN ARGENTINA	15
3. AEROGENERADORES	19
3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR	19
3.2. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR	20

3.3.	TIPOS DE AEROGENERADORES	23
3.3.1.	AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL	23
3.3.2.	AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....	25
4.	TORRES DE LOS AEROGENERADORES	27
4.1.	TIPOS DE TORRES	27
4.1.1.	TORRES RETICULADAS (DE CELOSÍA).....	27
4.1.2.	TORRES DE HORMIGÓN	27
4.1.3.	TORRES DE ACERO.....	29
4.1.4.	TORRES HÍBRIDAS.....	32
4.2.	PARÁMETROS DE DISEÑO	36
4.2.1.	ALTURA.....	36
4.2.2.	CARGAS QUE ACTÚAN SOBRE LAS TORRES.....	36
4.2.3.	RIGIDEZ – DESPLAZAMIENTOS, DEFORMACIONES Y TENSIONES	37
4.2.4.	PANDEO (FLEXIÓN LATERAL).....	38
4.2.5.	FRECUENCIA NATURAL.....	38
4.2.6.	RESISTENCIA A FATIGA	40
4.2.7.	IMPACTO AMBIENTAL	41
4.2.8.	FACTIBILIDAD DE CONSTRUCCIÓN	42
4.2.9.	NORMATIVA APLICABLE	42
4.2.10.	PERMANENCIA	42
5.	NORMA IEC 61400-1	43
5.1.	HIPÓTESIS DE CARGA DE DISEÑO.....	43
5.2.	CLASES DE AEROGENERADORES	45
5.3.	CONDICIONES DE VIENTO	45
5.3.1.	CONDICIONES NORMALES DE VIENTO.....	45
5.3.2.	CONDICIONES EXTREMAS DE VIENTO.....	46
5.4.	OTRAS CONDICIONES AMBIENTALES	46
6.	MODELADO NUMÉRICO DE TORRES.....	47

6.1.	HIPÓTESIS DE DISEÑO	47
6.2.	SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR PARA EL MODELADO	48
6.2.1.	DATOS DE VIENTO EN AUQUINCO	48
6.2.2.	LEY DE POTENCIA	48
6.2.3.	TIPO DE AEROGENERADOR SEGÚN LA NORMA IEC 61400-1.....	49
6.2.4.	RELEVAMIENTO DE AEROGENERADORES	49
6.2.5.	AEROGENERADOR ADOPTADO	50
6.3.	CASOS Y COMBINACIONES DE CARGA	52
6.4.	MATERIALES	53
6.5.	GEOMETRÍA DE TORRES.....	54
6.6.	CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS A ANALIZAR	54
6.7.	MODELO GENERAL EN RFEM	55
7.	TÚNEL DE VIENTO VIRTUAL - RWIND.....	56
7.1.	INTRODUCCIÓN.....	56
7.2.	MODELO DE VELOCIDAD DE VIENTO EXTREMA – NORMA IEC 61400-1.....	56
7.3.	PERFIL DE INTENSIDAD DE TURBULENCIA	58
7.4.	CONFIGURACIÓN DEL TÚNEL DE VIENTO EN RWIND	59
7.5.	RESULTADOS OBTENIDOS EN RWIND	61
7.5.1.	CAMPO DE VELOCIDADES	61
7.5.2.	TURBULENCIA – CAMPO K-EPSILON	63
7.5.3.	VECTORES DE VELOCIDAD.....	65
7.5.4.	COEFICIENTE DE PRESIÓN CP Y PRESIÓN SUPERFICIAL.....	66
7.6.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE RWIND.....	70
8.	COMPORTAMIENTO ESTRUCTURAL DE LAS TORRES	75
8.1.	RESULTADOS OBTENIDOS EN RFEM.....	75
8.1.1.	DESPLAZAMIENTOS MÁXIMOS HORIZONTALES	75
8.1.2.	TENSIONES PRINCIPALES.....	78
8.1.3.	FRECUENCIA NATURAL.....	83



8.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE RFEM	87
9. CONCLUSIONES	92
9.1. PRINCIPALES APORTES DE LA INVESTIGACIÓN	93
9.2. TRABAJOS FUTUROS.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96
APÉNDICE A	99
APÉNDICE B – MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS	104
TEORÍA DE PLACAS (SHELLS AND PLATES).....	104
RFEM Y RWIND.....	104
APÉNDICE C – TEORÍA DE MINDLIN-REISSNER.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolución del tamaño de las turbinas desde 1980 y prospectiva. (International Energy Agency, 2020)	1
Figura 2.1 – De izquierda a derecha se muestran esquemas de: Primeras Panémonas, Molino Griego y Molino Holandés. (Morales & Rapallini, 2003)	6
Figura 2.2 – Molino Holandés en la actualidad, con su característica torre poligonal y acampanada de madera, en Ámsterdam, Países Bajos. (Guillard, 2008)	6
Figura 2.3 – Charles Francis Brush y la primera turbina de generación eólica (1887) (Danish Wind Industry Association, 2008)	7
Figura 2.4 – Parque eólico Puerto Madryn I (onshore), inaugurado el 1° de Noviembre de 2018 Argentina. (Genneia, 2020)	8
Figura 2.5 – Parque eólico Gansu (onshore), China. Es el parque eólico más grande del mundo. A fines de 2020 todos sus aerogeneradores estarán en funcionamiento generando 20.000 MW (Blog Internet: Structuraglia, 2020)	8
Figura 2.6 – A la izquierda: parque eólico Middelgrunden (offshore), Dinamarca (Bellart, 2009), a la derecha: parque eólico de Thorntonbank (offshore), Bélgica, Mar del Norte. (Hillewaert, 2008)	9
Figura 2.7 – Mapa eólico del mundo: Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)	11
Figura 2.8 – Mapa eólico del mundo: Densidad de potencia de energía eólica en W/m ² a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)	11
Figura 2.9 – Mapa eólico de Argentina - De izquierda a derecha: Velocidad media del viento en m/s a 10 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 50 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)	12
Figura 2.10 – Mapa eólico de Neuquén - De izquierda a derecha: Velocidad media del viento en m/s a 10 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 50 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)	13
Figura 2.11 – Potencia global instalada de energía eólica hasta el año 2019. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)	13
Figura 2.12 – Principales países en capacidad instalada de energía eólica. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)	14
Figura 2.13 – Capacidad total instalada de energía eólica en Argentina a fines de 2020. (The Wind Power, 2020)	15
Figura 2.14 – Cantidad de parques eólicos en Argentina en porcentaje. (Elaboración propia)	16

Figura 2.15 – Cantidad de parques eólicos por provincia en Argentina. (Elaboración propia).....	17
Figura 2.16 – Cantidad de parques eólicos en por provincia en Argentina, en porcentaje. (Elaboración propia).....	17
Figura 2.17 – Fabricantes y origen de aerogeneradores de parques eólicos de Argentina. (Elaboración propia).....	18
Figura 3.1 – Principio de funcionamiento de un aerogenerador - Fuerzas involucradas. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012).....	19
Figura 3.2 – Modelo de un aerogenerador en posición normal de funcionamiento (a la izquierda), y en posición de bandera (a la derecha) – Vista frontal. (https://www.youtube.com/user/CaptYosi/featured , 2013).....	20
Figura 3.3 – Esquema de principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)	20
Figura 3.4 – Perfil aerodinámico de las aspas de un aerogenerador. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)	21
Figura 3.5 – Tipos de buje. (González, Pérez, Santos, & Gil, 2009).....	21
Figura 3.6 – Tren de potencia y sus componentes. (Blog Internet: Erenovable, 2019) .	22
Figura 3.7 – Interior de torre de aerogenerador. (Blog Internet: Erenovable, 2019)	22
Figura 3.8 – a) Sistema de fijación torre-cimentación mediante tubo embebido; b) Sistema de fijación mediante conectores de acero. (Núñez Ayala, 2015).....	23
Figura 3.9 – A la izquierda un aerogenerador del tipo Savonius típico; a la derecha un aerogenerador del tipo Savonius helicoidal. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012) ...	23
Figura 3.10 – Esquema del funcionamiento de un aerogenerador del tipo Savonius. (Wikipedia, 2020).....	24
Figura 3.11 – A la izquierda un aerogenerador del tipo Darrieus típico; a la derecha un aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)	24
Figura 3.12 – Aerogenerador Giromill. (https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/ , 2019)	24
Figura 3.13 – A la izquierda un aerogenerador horizontal a barlovento con aleta direccional; a la derecha un aerogenerador horizontal a sotavento. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012).....	25
Figura 3.14 – A la izquierda se puede ver un aerogenerador multipala. (Blog Internet: Premium Energía, 2017), a la derecha aerogeneradores monopala. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012).....	26

Figura 3.15 – Izquierda: Aerogeneradores de dos palas. (Blog Internet: Naukas, 2010), derecha: Aerogeneradores de tres palas. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)	26
Figura 4.1 – Impacto visual de torres reticuladas con tensores. Parque eólico Tehachapi construido en la década de los 80 (Wikipedia, 2020)	27
Figura 4.2 – Montaje de torres de hormigón. (Infopower, 2009).....	28
Figura 4.3 – Torre del aerogenerador con tensiones meridionales. (Harte & Van Zijl, 2007)	29
Figura 4.4 – Proceso de fabricación de las torres tubulares de acero. (Apcarian, 2019)	30
Figura 4.5 – Torre eólica tubular de acero. (EDPR Renovables, 2014).....	30
Figura 4.6 – Izquierda: Colapso de aerogenerador en Comodoro Rivadavia (Energía Estratégica, 2020) – Derecha: Colapso de aerogenerador Vestas en Lemhult, Suecia (Swedish Accident Investigation Authority, 2017).....	32
Figura 4.7 – Siemens SWT-2.3-93 - 2,30 MW. (wind-turbine-models.com, 2013)	33
Figura 4.8 – Parque eólico en Galdorf, Alemania. (Max Bögl AG Wind, 2020)	33
Figura 4.9 – Etapa inicial: movimiento de suelos y fundación. Construcción de depósitos de agua. (Max Bögl AG Wind, 2020)	34
Figura 4.10 – Construcción de torre de hormigón y posterior montaje de torre de acero. (Max Bögl AG Wind, 2020).....	34
Figura 4.11 – Etapa final del parque eólico en Gardolf, Alemania. Dicho parque se encuentra en funcionamiento desde el año 2017. (Max Bögl AG Wind, 2020)	34
Figura 4.12 – Balsa ubicada a 200 metros del parque eólico Gardolf. (Max Bögl AG Wind, 2020)	35
Figura 4.13 – Torre híbrida. Partes y características. (Max Bögl AG Wind, 2020)	35
Figura 4.14 – Sistema de fuerzas y momentos transmitidos por el rotor a la torre. (Hau, 2013)	37
Figura 4.15 – Modos y frecuencias naturales de la torre de aerogenerador IT60/1300. (Azanza Ladrón & Pintor Borobia, 2003).....	39
Figura 4.16 – Comparación de distintos diseños de torres de acero y hormigón para la turbina experimental WKA-60 de potencia nominal 1,2 MW. (Hau, 2013).....	39
Figura 4.17 – a) Curva S-N para un material que presenta límite de fatiga; b) Curva S-N para un material que no presenta límite de fatiga. (Callister, 1995).....	40
Figura 4.18 – Aerogenerador Enercon E-53, de 800 kW. Reducción del impacto ambiental. (Catálogo Enercon, 2019)	41

Figura 5.1 – Tabla 2 de la norma IEC 61400 - Hipótesis de cargas de diseño. (IEC, 2005)	44
Figura 6.1 – Dimensiones geométricas de góndola y buje del aerogenerador AW-116/3000. (Folleto Empresa Acciona, Acciona Informa - N°59 Noviembre, 2014)	52
Figura 6.2 – Longitud de las palas del aerogenerador AW-116/3000. (Folleto Empresa Acciona, Aerogeneradores Basados en la Experiencia, 2015)	52
Figura 6.3 – Caso N°6 de la Tabla 2 de la norma IEC 61400-1. (IEC, 2005)	53
Figura 6.4 – Modelado general en RFEM. (Elaboración propia)	55
Figura 6.5 – Modelado de góndola. (Elaboración propia)	55
Figura 7.1 – Perfil de Viento para Auquinco, según el Modelo EWM Turbulento. (Elaboración propia)	57
Figura 7.2 – Perfil de intensidad de turbulencia. (Elaboración propia)	58
Figura 7.3 – Dimensiones del túnel de viento utilizado para simulación en el software RWIND. (Elaboración propia)	59
Figura 7.4 – Malla de elementos finitos en el túnel de viento en RWIND. (Elaboración propia)	60
Figura 7.5 – Visualización de la estela a sotavento – Vista lateral. (Elaboración propia)	61
Figura 7.6 – Visualización de la estela a una altura de 30 metros – Vista superior. (Elaboración propia)	62
Figura 7.7 – Visualización de la estela a una altura de 50 metros – Vista superior. (Elaboración propia)	62
Figura 7.8 – Visualización de la energía cinética turbulenta k en la estela a sotavento de la torre – Vista lateral. (Elaboración propia)	63
Figura 7.9 – Visualización de la energía cinética turbulenta k a una altura de 50 metros – Vista superior. (Elaboración propia)	64
Figura 7.10 – Visualización de la energía cinética turbulenta k a una altura de 90 metros – Vista superior. (Elaboración propia)	64
Figura 7.11 - Visualización de los vectores de velocidad a sotavento de la torre. (Elaboración propia)	65
Figura 7.12 – Variación del coeficiente de presión C_p con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)	67
Figura 7.13 – Variación de la presión superficial con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)	68

Figura 7.14 – Variación del cambio de zona de presión a zona de succión con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)	69
Figura 7.15 – Presión Residual en RWIND. (Elaboración propia)	70
Figura 7.16 – Modelo ensayado y ubicación de las tomas de presión en el trabajo de Apcarian 2019. (Apcarian, 2019).....	73
Figura 7.17 – Estimación gráfica de la distribución de presiones en la sección transversal para $Re = 4,37 \times 10^4$ con la misma posición del rotor en este trabajo. (Apcarian, 2019).....	73
Figura 8.1 – Comparación de desplazamientos horizontales entre las distintas tipologías de torres. (Elaboración propia)	77
Figura 8.2 – Distribución y comparación de la tensión principal σ_1 ; – a barlovento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)	79
Figura 8.3 – Distribución y comparación de la tensión principal σ_1 ; – a sotavento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia).....	80
Figura 8.4 – Distribución y comparación de la tensión principal σ_2 ; – a barlovento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)	81
Figura 8.5 – Distribución y comparación de la tensión principal σ_2 ; – a sotavento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia).....	82
Figura 8.6 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre de Acero N°3. (Elaboración propia).....	84
Figura 8.7 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre de Hormigón Armado N°6. (Elaboración propia).....	85
Figura 8.8 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre Híbrida N°9. (Elaboración propia).....	86
Figura B.1 – Modelado de barra con un empotramiento y dos apoyos simples en RFEM. (Dlubal Software GmbH, 2016)	105
Figura B.2 – Modelo tridimensional de una presa en arco. (Dlubal Software GmbH, 2016)	105
Figura C.1 – Convenio de signos para los movimientos y giro de la normal en la teoría de placas de Reissner-Mindlin. (Carbonell i Puigbó, 2004).....	108
Figura C.2 – Convenio de signos para los esfuerzos en una placa (Carbonell i Puigbó, 2004)	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 – Capacidad total instalada de energía eólica en los principales 10 países. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020).....	14
Tabla 4.1 – Límite elástico y resistencia a tracción para cada tipo de acero. (Instrucción Española de Acero Estructural (EAE), 2011)	31
Tabla 4.2 – Cálculo de la frecuencia natural de la torre 4. (Galvez Román, 2005)	40
Tabla 5.1 – Coeficientes parciales de seguridad para las cargas. (IEC, 2005)	45
Tabla 5.2 – Clase de aerogeneradores. (IEC, 2005).....	45
Tabla 6.1 – Datos de la estación de Auquinco. (Apcarian, 2019).....	48
Tabla 6.2 – Recopilación de información disponible de aerogeneradores de diferentes fabricantes. (Elaboración propia).....	50
Tabla 6.3 – Características del aerogenerador Acciona AW-116/3000. (Elaboración propia de recopilación de folletos de la empresa Acciona).....	51
Tabla 6.4 – Propiedades mecánicas del acero y los hormigones para las torres. (Elaboración propia).....	53
Tabla 6.5 – Casos de estudios propuestos para cada tipología de torre. (Elaboración propia).....	54
Tabla 7.1 – Regímenes de flujo alrededor de estructuras cilíndricas circulares. (Adaptado de Apcarian 2019)	71
Tabla 7.2 – Coeficientes C_p y presiones obtenidos por Apcarian (2019) para un $Re = 4,37 \times 10^4$. (Apcarian, 2019)	74
Tabla 8.1 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia).....	75
Tabla 8.2 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)	75
Tabla 8.3 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres híbridas. (Elaboración propia).....	76
Tabla 8.4 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia).....	78
Tabla 8.5 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia).....	78
Tabla 8.6 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia).....	78

Tabla 8.7 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia)	83
Tabla 8.8 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)	83
Tabla 8.9 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres híbridas. (Elaboración propia)	83
Tabla 8.10 – Comparación de la tensión de fluencia del acero S355 J2 con las máximas tensiones principales a barlovento y sotavento para las torres de acero e híbridas propuestas en los diferentes casos de estudio. (Elaboración propia)	88
Tabla 8.11 – Comparación de la tensión de la resistencia características de los hormigones H40, H50 y H60 con las máximas tensiones principales sotavento para las torres de hormigón armado e híbridas propuestas en los diferentes casos de estudio. (Elaboración propia)	89
Tabla 8.12 – Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el prototipo para diámetros D de 2 metros, 3 metros y 4 metros y viento extremo de 38,5 m/s. (Apcarian, 2019)	89
Tabla 8.13 – Frecuencias naturales de las torres analizadas comparadas con las frecuencias de desprendimientos de vórtices horizontales. (Elaboración propia)	90
Tabla 8.14 – Frecuencia de desprendimientos de vórtices verticales. (Elaboración propia)	90
Tabla 8.15 – Frecuencias naturales de las torres analizadas comparadas con las frecuencias de desprendimientos de vórtices verticales. (Elaboración propia)	91
Tabla 9.1 – Tabla resumen de desplazamientos máximos obtenidos. (Elaboración propia)	93
Tabla 9.2 – Tabla resumen de tensiones principales obtenidas. (Elaboración propia)..	93
Tabla 9.3 – Tabla resumen de frecuencias naturales obtenidas. (Elaboración propia) .	93

SIMBOLOGÍA Y ANACRONISMOS UTILIZADOS

C_p	coeficiente de presión. [Adimensional]
D	diámetro de la torre.
f_u	resistencia a la tracción [MPa]
f_s	frecuencia de desprendimiento de vórtices.
f_y	límite elástico. [MPa]
I_{ref}	intensidad de turbulencia a la altura del buje para un viento de 15 m/s.
u	desplazamientos horizontales.
U	velocidad del flujo.
St	número de Strouhal.
v	desplazamientos verticales.
V	velocidad del viento. [m/s]
V_{hub}	velocidad del viento a la altura del buje promediada en 10 minutos.
V_{eN}	velocidad extrema del viento esperada (promediada en 3 segundos), con un intervalo de recurrencia de N años, V_{e1} y V_{e50} para 1 año y 50 años respectivamente. [m/s]
V_{ref}	velocidad de referencia del viento a la altura del buje promediado en un periodo de 10 minutos.
$V(z)$	velocidad del viento a la altura z . [m/s]
$V(z_R)$	es la velocidad del viento a la altura de referencia.
z	altura de referencia sobre el suelo. [m]
z_{hub}	altura del buje de la turbina eólica. [m]
z_R	altura de referencia sobre el suelo usada para ajustar el perfil de viento. [m]
α	es el exponente de la ley de potencia.
σ	tensión.
σ_{1-}	tensión principal. Tensión normal máxima en la dirección principal 1, en la cáscara externa de la torre.
σ_{2-}	tensión principal. Tensión normal máxima en la dirección principal 2, en la cáscara externa de la torre.
ε	deformación.
θ	ángulo de giro.
ϕ	distorsión angular.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. CONTEXTO

Las energías renovables suponen una ventaja principal para el sector industrial, ofreciendo una alternativa a la producción convencional de energía. Es interesante desarrollar este propósito porque no sólo solventa en gran medida las consecuencias negativas medioambientales, sino que también contribuye a resolver la problemática del aumento del consumo energético.

El desafío del mercado eólico actual es construir turbinas eólicas cada vez más potentes. El aumento de la potencia trae aparejado el aumento del diámetro del rotor. Esto conlleva no sólo al rediseño de los componentes mecánicos y estructurales del aerogenerador, sino también a que se requieran torres de mayor altura y mayor capacidad portante.

La evolución del tamaño de los aerogeneradores a lo largo de la historia se presenta en la Figura 1.1. El aumento del tamaño en todos los componentes de la estructura incrementa los costos de la misma, y la complejidad de su traslado, montaje y mantenimiento. Dichas limitaciones económicas y tecnológicas se deben considerar en el diseño estructural.

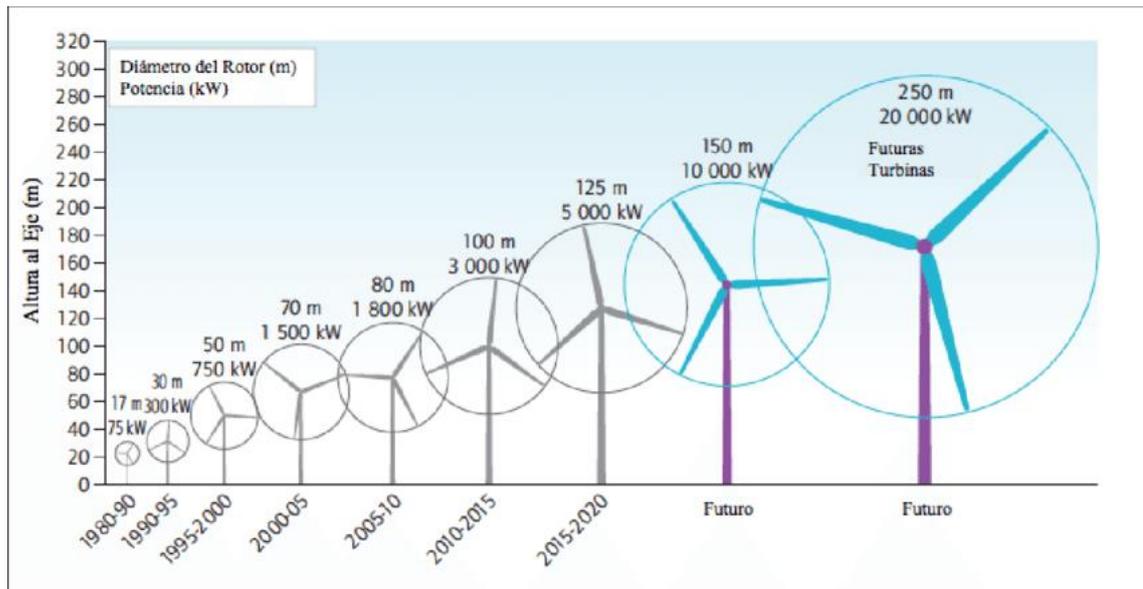


Figura 1.1 – Evolución del tamaño de las turbinas desde 1980 y prospectiva. (International Energy Agency, 2020)

La torre de un aerogenerador es de vital importancia puesto que es el soporte del sistema. Esto significa que tiene que ser capaz de sostener toda la estructura, resistiendo las cargas del viento y los esfuerzos que se producen en la torre a consecuencia de éste. La torre ha de ser lo más ligera posible, debe ser de fácil construcción, manejo e instalación.

Existen dos tipos de torres ampliamente utilizadas actualmente: torres de acero y torres de hormigón armado. Cada tipología presenta sus ventajas y desventajas, por lo que existe una tendencia en el diseño de torres para aerogeneradores Multi-MW de construir torres híbridas en las que el tramo inferior es de hormigón y la superior es de acero. Con esta tipología se

pretende aprovechar las mejores características de ambos materiales, consiguiendo así mayores alturas de torre.

En Argentina el diseño de aerogeneradores y sus elementos constituyentes no está reglamentado, con lo cual para el cálculo estructural deben contemplarse normas internacionales. Entre ellas se encuentra la Norma IEC 61400, la cual establece los requisitos mínimos de construcción, montaje, verificación y operación de los aerogeneradores y sus componentes. En la primera parte de esta norma se establecen las cargas a tener en cuenta para efectuar el análisis estructural.

La provincia del Neuquén cuenta con uno de los potenciales eólicos más grandes de Argentina. En el norte neuquino, en la zona de Auquinco, el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) está previendo la factibilidad de construir un parque eólico utilizando turbinas Multi-MW. Esta región se caracteriza por tener un terreno complejo en donde el viento local, influenciado por la cercanía de la Cordillera de los Andes, es muy intenso y turbulento. De acuerdo con la Norma IEC 61400, las tormentas y los eventos de viento extremo constituyen una situación crítica de carga para la torre del aerogenerador en la cual el rotor se detiene girando sus aspas a una posición denominada “en bandera”.

Una falla en la torre puede provocar el colapso del aerogenerador, ocasionando inconvenientes operativos en un parque eólico y grandes pérdidas económicas. En este contexto es que surge el presente trabajo, centrando el estudio sobre la torre del aerogenerador, proponiendo para ello diferentes tipologías de torre y utilizando datos de viento extremo obtenidos a través de mediciones in-situ en la zona de Auquinco.

La optimización del diseño de torres para aerogeneradores es un campo abierto a la investigación, y con los resultados obtenidos del presente trabajo se pretende contribuir al mismo, aportando una primera aproximación al estudio del comportamiento estructural de distintas tipologías de torres de aerogeneradores Multi-MW.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del presente trabajo es estudiar el comportamiento estructural de una torre para aerogenerador Multi-MW sometida a viento extremo en la zona de Auquinco, al norte de la provincia del Neuquén, comparando diferentes tipologías: torres de acero, torres de hormigón armado y torres híbridas.

1.2.2. OBJETIVOS PARTICULARES

Para cumplir el objetivo general se establecen los siguientes objetivos particulares:

- Realizar el modelado numérico de elementos finitos con el software RFEM de una torre de aerogenerador completa, incluyendo el conjunto góndola-rotor, y definiendo materiales, dimensiones y combinaciones de cargas.

- Visualizar patrones de flujo llevando a cabo una simulación de túnel de viento virtual con el software RWIND, utilizando cargas de viento extremo obtenidas a partir de mediciones in-situ de la zona de Auquinco (norte de Neuquén).
- Determinación de la conveniencia del uso de los softwares RFEM y RWIND.
- Cálculo estructural de cada tipología de torre, obtención y cuantificación de tensiones, deformaciones y frecuencias naturales.
- Análisis y comparación de los resultados obtenidos para cada tipología de torre estudiada, determinando criterios de elección entre los tipos de torres seleccionados.

1.3. METODOLOGÍA

Los datos de viento extremo en la zona de Auquinco que se utilizan como base de la presente investigación corresponden a los obtenidos en el estudio de Apcarian (2019) en su trabajo *“Patrones de Vórtice a Sotavento de una Torre de Aerogenerador Multi-MW, en Condiciones de Viento Extremo”*. En dicho trabajo, se realiza la caracterización del viento a partir de mediciones in-situ.

Para establecer las distintas tipologías de torres se estudiaron diversos antecedentes bibliográficos recopilados. Dichos antecedentes incluyen dimensiones geométricas, materiales típicos utilizados en torres, modelos de aerogeneradores disponibles en el mercado eólico, y normativas de cálculo aplicables.

El cálculo estructural se lleva a cabo en tres partes. La primera parte consiste en el modelado numérico de las torres en el software RFEM. Aquí, además de definir los materiales, geometría y pesos de los elementos constituyentes de la torre de un aerogenerador, se establecen las hipótesis y combinaciones de cargas a aplicar.

La segunda parte es el ensayo en el túnel de viento virtual en el software RWIND, en donde se aplica un perfil de viento y un perfil de intensidad de turbulencia utilizando los datos obtenidos de mediciones in-situ en la zona de Auquinco. El perfil de viento aplicado corresponde al modelo de viento extremo (EWM) como indica la Norma IEC 61400-1. Posteriormente se analizan los resultados obtenidos en RWIND.

Finalmente, en la tercera parte, con las cargas de viento obtenidas del ensayo en RWIND, se efectúa el cálculo estructural de cada tipología de torre en RFEM y se analizan los resultados obtenidos en dicho software de cálculo.

Considerando que no existen demasiados estudios previos sobre torres de aerogeneradores en Neuquén que utilicen datos reales de viento (particularmente el viento en el norte neuquino presenta características particulares), los resultados expuestos en esta investigación pretenden aportar una primera aproximación de cálculo para el diseño estructural de torres de aerogeneradores, contribuyendo al desarrollo de la energía eólica provincial.

Queda fuera del alcance del presente Proyecto Integrador Profesional:

- Análisis de segundo orden (efecto P-Delta).
- Efecto de pandeo general y local.
- Diseño y cálculo de elementos de fijación (uniones, bridas, etc.) como tampoco juntas estructurales.
- Análisis del comportamiento estructural y aerodinámico del conjunto góndola-rotor del aerogenerador.
- Cálculo de fundaciones.

1.4. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

La presente Tesis se encuentra estructurada de la siguiente manera:

- **Capítulo 1: Introducción.** Se presenta el contexto y se definen los objetivos generales y particulares, acompañados de la descripción de la metodología del trabajo.
- **Capítulo 2: Energía Eólica.** Se describe brevemente la historia del aprovechamiento eólico, mostrando ventajas y desventajas de la energía eólica y su adopción en el mundo y Argentina.
- **Capítulo 3: Aerogeneradores.** Se resumen los principales tipos de aerogeneradores existentes y su principio de funcionamiento.
- **Capítulo 4: Torres de Aerogeneradores.** Se exponen los antecedentes recopilados de las diferentes tipologías de torres para aerogeneradores, resaltando sus principales características.
- **Capítulo 5: Norma IEC 61400-1.** Se sintetiza la norma internacional IEC 61400-1, a partir de la cual se desprenden las hipótesis de diseño de cargas a considerar y los diferentes modelos probabilísticos a tener en cuenta para estimar el perfil de viento para cada una de las posibles condiciones de viento.
- **Capítulo 6: Modelado Numérico de Torres.** A partir de los antecedentes recopilados y del análisis de la Norma IEC 61400-1, se detallan las hipótesis y los criterios de diseño adoptados para efectuar el modelado de las diferentes tipologías de torre. Se proponen diferentes casos de estudio.
- **Capítulo 7: Túnel de Viento Virtual – RWIND.** Se define el perfil de viento y el perfil de intensidad de turbulencia a utilizar en la simulación del túnel de viento virtual con el Software RWIND. Se presentan los resultados obtenidos luego de efectuar el ensayo y el correspondiente análisis de los mismos.
- **Capítulo 8: Comportamiento Estructural de la Torre.** Se presentan los resultados obtenidos después de realizar el cálculo en el Software RFEM, y se establecen comparaciones y análisis entre las diferentes tipologías de torre estudiadas.
- **Capítulo 9: Conclusiones.** Se concluye sobre los resultados obtenidos y se brindan los principales aportes de la investigación.



2. ENERGÍA EÓLICA

2.1. BREVE HISTORIA DEL APROVECHAMIENTO EÓLICO

La energía eólica es la energía cinética del viento. Desde sus comienzos el ser humano ha sabido aprovechar el viento para obtener energía con diferentes propósitos. El uso más antiguo de la energía eólica estuvo vinculado a la locomoción, ya que se utilizaban las corrientes de aire como fuerza motriz para impulsar embarcaciones. En el siglo VI, se utilizaron máquinas eólicas de eje vertical (panémonas) para moler granos y bombear agua en la región de Medio Oriente (Figura 2.1). Con posterioridad, en las islas griegas del Mediterráneo, se desarrollaron molinos de viento de eje horizontal cuya característica principal fue la utilización de velas triangulares a modo de aspas (Figura 2.1). En el siglo XI los molinos de viento ya eran extensamente utilizados en el Medio Oriente y los mismos fueron introducidos en Europa en el siglo XIII a partir de las Cruzadas. Desde entonces, principalmente los holandeses tomaron el liderazgo en el mejoramiento de los molinos, que comenzaron a ser utilizados para accionar la molienda de trigo y la elaboración de aceites y papel (Morales & Rapallini, 2003).

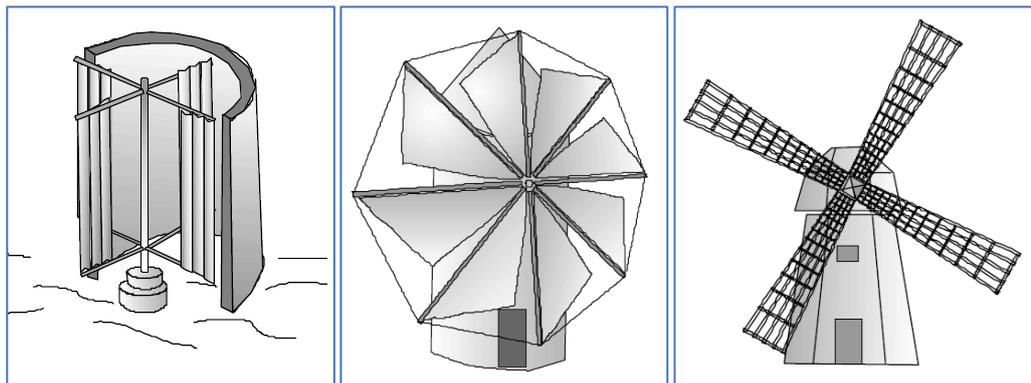


Figura 2.1 – De izquierda a derecha se muestran esquemas de: Primeras Panémonas, Molino Griego y Molino Holandés. (Morales & Rapallini, 2003)



Figura 2.2 – Molino Holandés en la actualidad, con su característica torre poligonal y acampanada de madera, en Ámsterdam, Países Bajos. (Guillard, 2008)

En la Revolución Industrial, la creación de las máquinas de vapor motivó la sustitución del aprovechamiento del viento en distintos usos. No obstante, el interés por aprovechar el viento siguió presente. A mediados del siglo XIX, en Estados Unidos, Charles Francis Brush construyó la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generar electricidad, la cual consistía en un rotor de 17 metros de diámetro y 144 aspas de madera de cedro, y podía generar hasta 12 kW (Figura 2.3). Dicho prototipo fue mejorado en Francia en los años siguientes. A partir de entonces, diversos cambios y logros experimentales en los sistemas de seguridad de frenado, las torres y los dispositivos de control, condujeron a la obtención de aerogeneradores cada vez más viables y competitivos.

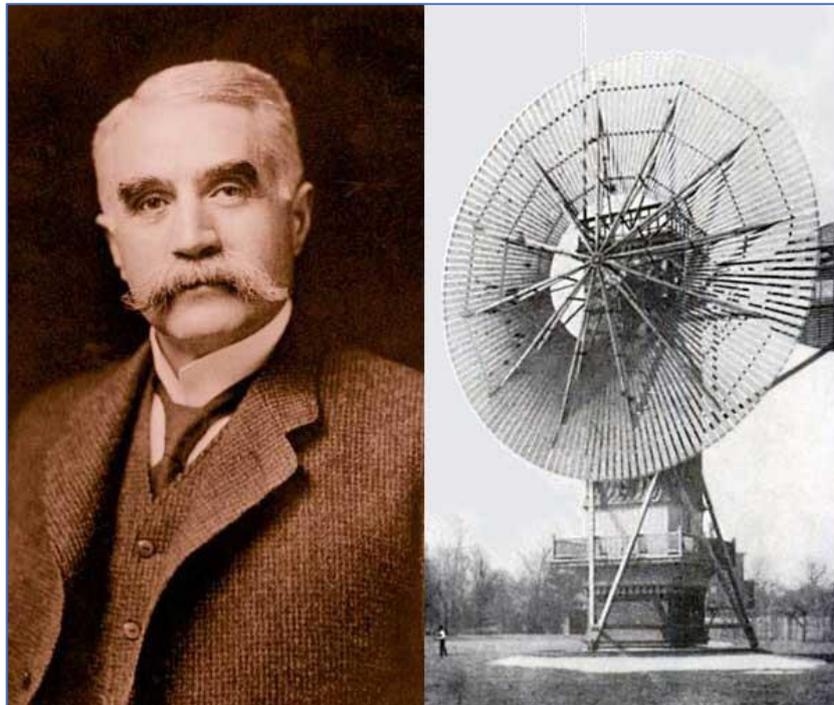


Figura 2.3 – Charles Francis Brush y la primera turbina de generación eólica (1887) (Danish Wind Industry Association, 2008)

El descubrimiento y la puesta en valor del petróleo como recurso energético significó otro momento en el que el recurso eólico fue relegado y reemplazado. Máquinas térmicas o motores eléctricos a hidrocarburos se impusieron sobre el uso del recurso eólico, restringiéndolo principalmente a satisfacer necesidades puntuales en medios rurales o comunidades aisladas.

La preocupación por el posible agotamiento de recursos energéticos no renovables, por el impacto de su explotación sobre el medio ambiente, y por las alzas de los precios del petróleo ocurridos durante la crisis de la década de 1970, intensificaron la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético, resurgiendo el interés nuevamente por el recurso eólico.

A partir de principios del siglo XXI, la energía eólica se convirtió en la energía no convencional con el crecimiento más dinámico a nivel mundial.

2.2. PARQUES EÓLICOS

Actualmente, la aplicación más generalizada de la energía eólica es la producción de electricidad mediante aerogeneradores.

Los aerogeneradores son máquinas que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional, la cual se transmite por medio de un eje a un generador eléctrico. Dicho generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores que se establecen en una determinada zona, funcionan de manera conjunta y se conectan a una red eléctrica. Los parques eólicos pueden situarse en tierra (onshore) o en el mar (offshore).

Para montar un parque eólico se requiere de un estudio previo del potencial eólico disponible en el sitio de emplazamiento.



Figura 2.4 – Parque eólico Puerto Madryn I (onshore), inaugurado el 1° de Noviembre de 2018 Argentina. (Genneia, 2020)



Figura 2.5 – Parque eólico Gansu (onshore), China. Es el parque eólico más grande del mundo. A fines de 2020 todos sus aerogeneradores estarán en funcionamiento generando 20.000 MW (Blog Internet: Structuraglia, 2020)



Figura 2.6 – A la izquierda: parque eólico Middelgrunden (offshore), Dinamarca (Bellart, 2009), a la derecha: parque eólico de Thorntonbank (offshore), Bélgica, Mar del Norte. (Hillewaert, 2008)

2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

Si bien la energía eólica es una energía renovable y limpia, la misma no está exenta de problemas. A continuación, se presentan una serie de ventajas y desventajas de este tipo de energía.

2.3.1. VENTAJAS

- ✓ **La energía eólica es inagotable y limpia:** Inagotable porque se utiliza un recurso ilimitado y bajo costo como lo es el viento; y limpia porque se genera electricidad sin necesidad de contaminar al medio ambiente, evitando la emisión de CO₂ a la atmósfera durante la generación.
- ✓ **Permite el autoabastecimiento o cogeneración:** Los aerogeneradores pueden ser instalados en zonas aisladas que no estén conectadas a una red eléctrica.
- ✓ **Generación de empleo:** Pequeñas, medianas y grandes empresas de la industria eólica generan fuentes de trabajo en las etapas de diseño, investigación, fabricación, construcción, montaje, mantenimiento y seguridad.

2.3.2. DESVENTAJAS

- **Intermitencia del viento:** El viento es incontrolable y posee poco margen de predictibilidad (72hs a futuro), con lo cual la producción de energía eléctrica a través de aerogeneradores no es programable. Esto hace que su uso deba estar respaldado por otras fuentes de energía
- **Ocupación del suelo:** La instalación de parques eólicos requiere de grandes superficies de terreno. Los aerogeneradores deben distanciarse lo suficiente para que los efectos de un aerogenerador sobre el viento no influyan en el aerogenerador contiguo o posterior.

- **Energía no almacenable:** No está disponible la tecnología en la República Argentina que pueda almacenar la energía producida por la turbina. Esto hace que no pueda ofrecer una alternativa completa al uso de otros tipos de energía.
- **Impacto visual:** Debido a la gran altura y tamaño de los aerogeneradores, se produce un contraste visual con el paisaje circundante.
- **Ruido:** El ruido es percibido en la proximidad de los aerogeneradores. Suele ser un dato de diseño o limitación impuesta por la autoridad competente ambiental del lugar de instalación. En el caso de operadores que trabajan dentro de la zona de la instalación eólica están sometidos a un nivel de acústica aceptable. A una distancia entre 400 y 500 metros de la turbina, los efectos sonoros son prácticamente imperceptibles.
- **Avifauna:** Los pájaros y los murciélagos son los que más riesgo tienen de sufrir los efectos de la presencia de los aerogeneradores ya que puede llegar a colisionar con las aspas de los mismos y marcar el borde de ataque de las aspas. Otro efecto que puede tener sobre todo en las aves es en la interferencia de sus trayectos migratorios o de anidación.

2.4. POTENCIAL DEL VIENTO

Solamente un 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica. En teoría, los vientos distribuyen anualmente entre 250.000 y 500.000 kWh, lo cual es una cantidad considerable de energía. Aun así, sólo una parte de la misma puede ser aprovechada ya que se presenta en forma muy dispersa. (González, Pérez, Santos, & Gil, 2009)

Según publicación de Nature Climate Change, el viento está incrementando su velocidad en todo el planeta. Desde 2010 hasta el 2017, el de potencial eléctrico eólico aumento un 17%. Estos descubrimientos muestran un futuro prometedor para la industria eólica, ya que se espera que los parques eólicos produzcan significativamente más energía de la pronosticada pero habrá más mantenimiento. (Harvey, 2019)

Para aprovechar la energía eólica es muy importante tener en cuenta las variaciones de velocidad entre diferentes zonas, ya que lugares que apenas distan unos kilómetros entre sí pueden estar sujetos a condiciones de viento muy dispares, y así suscitar un interés muy distinto a la hora de implantar un parque eólico. Las tormentas de viento varían en cuestión de días, horas y la velocidad del viento (m/s) en orden de minuto o su fracción y es en función de las condiciones meteorológicas.

Por lo tanto, cuando se considera una ubicación para el emplazamiento de un parque eólico, es fundamental cuantificar el valor real del recurso eólico en esa microrregión. Para poder representar los recursos eólicos disponibles de una zona se elaboran los denominados mapas eólicos. Estos mapas representan a una determinada altura sobre el nivel del suelo la velocidad media del viento (m/s), o bien, la densidad de potencia media (w/m^2), y en general, se suelen presentar de dos formas:

- 1) Mediante líneas isotacas (líneas que unen puntos con igual velocidad de viento) o de isodensidad de potencia por m^2 .
- 2) Mediante zonas coloreadas en función de la velocidad media del viento o la densidad de potencia media.

Para elaborar los mapas eólicos se recurre, fundamentalmente, a los datos de velocidad y dirección del viento que se registran en la zona de estudio. Sin embargo, también se utilizan modelos de simulación numérica del viento en terrenos complejos y se llevan a cabo simulaciones físicas, así como otros métodos de estimación.

A continuación, se presentan dos mapas de recursos eólicos: uno que proporciona una estimación de la velocidad media del viento a 100 metros por encima nivel de la superficie (Figura 2.7) y otro que proporciona una estimación de la densidad media de energía eólica a 100 metros por encima nivel de la superficie (Figura 2.8). La densidad de potencia indica el potencial de energía eólica, parte del cual puede extraído por turbinas eólicas.

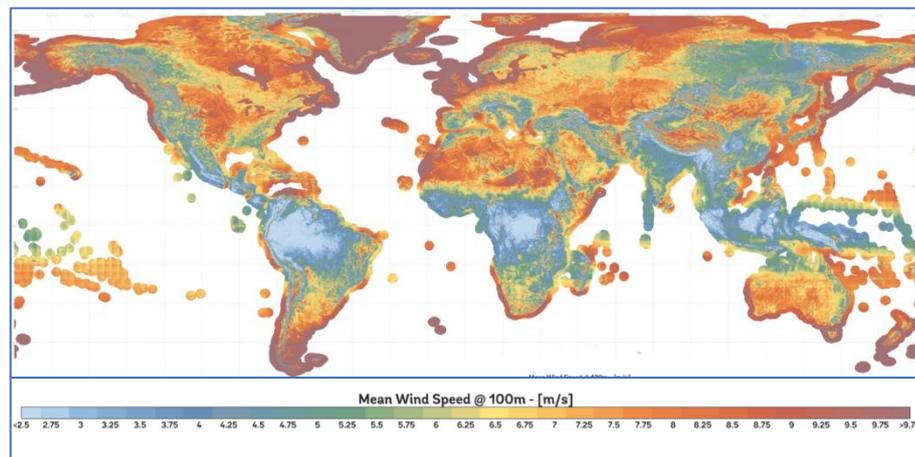


Figura 2.7 – Mapa eólico del mundo: Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)

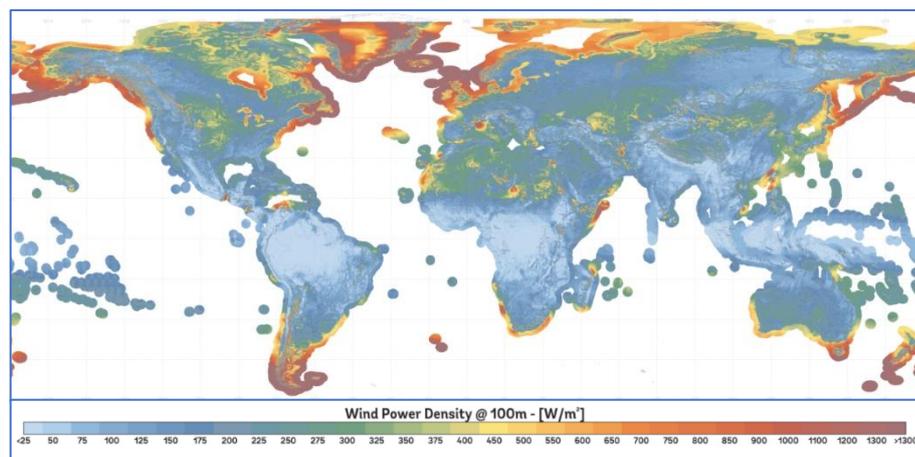


Figura 2.8 – Mapa eólico del mundo: Densidad de potencia de energía eólica en W/m^2 a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)

2.4.1. POTENCIAL DEL VIENTO EN ARGENTINA

Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del planeta. Principalmente en la región patagónica la dirección predominante, constancia e intensidad del viento son tres variables que presentan un máximo de manera casi simultánea. Además de la región patagónica, la costa atlántica y las serranías de la provincia de Buenos Aires poseen vientos de gran intensidad, y en la región andina, sobre todo la provincia de La Rioja, también se destaca como una zona con gran potencial.

A continuación, se muestran tres mapas eólicos de Argentina: uno con las velocidades de viento medias a 10 metros de altura, otro con las velocidades de viento medias a 50 metros de altura y finalmente, uno con velocidades de viento medias a 100 metros de altura. En dichos mapas se pueden apreciar el potencial eólico de Argentina, y como el mismo aumenta al aumentar la altura respecto de la superficie.

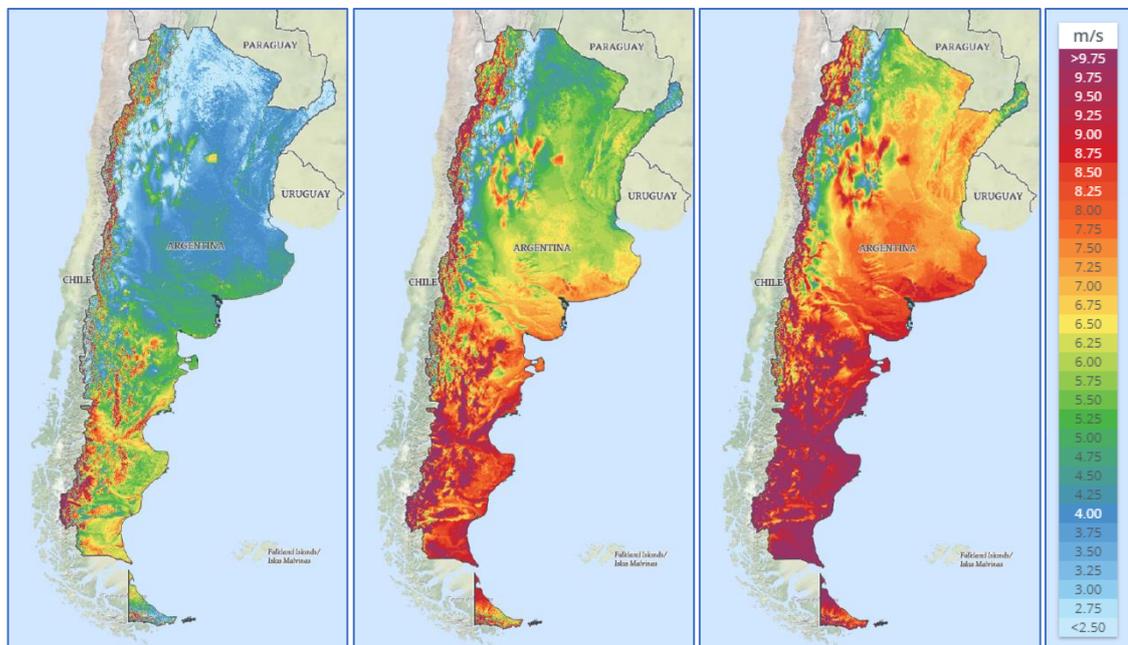


Figura 2.9 – Mapa eólico de Argentina - De izquierda a derecha: Velocidad media del viento en m/s a 10 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 50 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)

La provincia de Neuquén, es una de las provincias de la región patagónica con un interesante potencial eólico. En la Figura 2.10 se muestran las velocidades de los vientos en Neuquén para diferentes alturas.

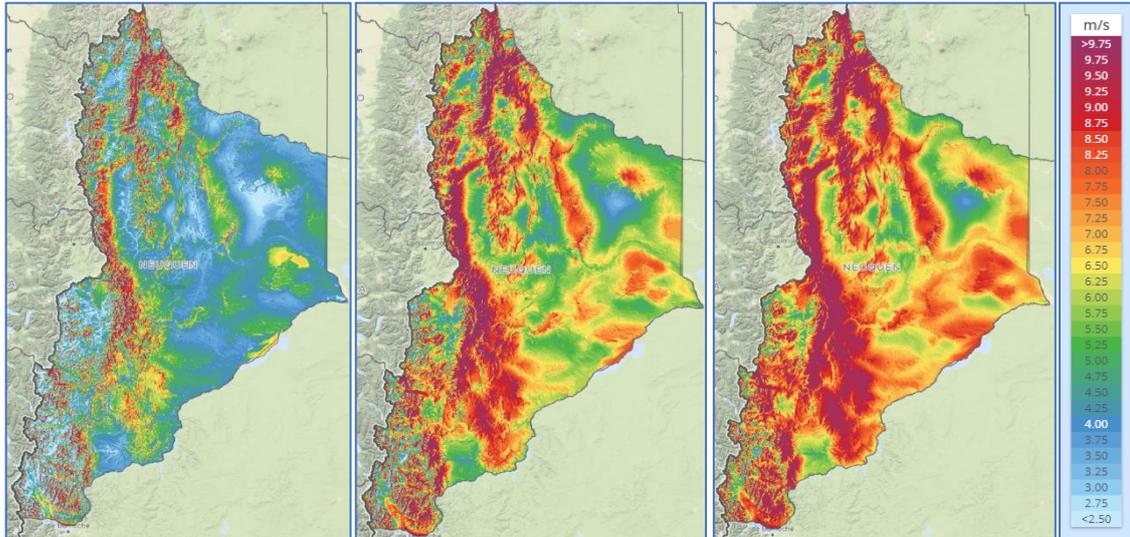


Figura 2.10 – Mapa eólico de Neuquén - De izquierda a derecha: Velocidad media del viento en m/s a 10 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 50 metros de altura; Velocidad media del viento en m/s a 100 metros de altura. (Global Wind Atlas, 2019)

2.5. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO EN 2020

De acuerdo con las estadísticas de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) la capacidad total instalada de energía eólica en el mundo a fines de 2019 es de 650,8 GW. Respecto al año 2018, se han agregado 59,67 MW de potencia eólica instalada, siendo así el año 2019 el segundo año eólico más fuerte en términos de tamaño del mercado de aerogeneradores. Todas las turbinas eólicas instaladas a fines del 2019 pueden cubrir más del 6% de la demanda mundial de electricidad. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)

La capacidad total instalada de energía eólica, a nivel mundial, va aumentando conforme pasan los años, y dicho crecimiento y variación para los últimos 10 años se muestra en la Figura 2.11, según las estadísticas de la WWEA.

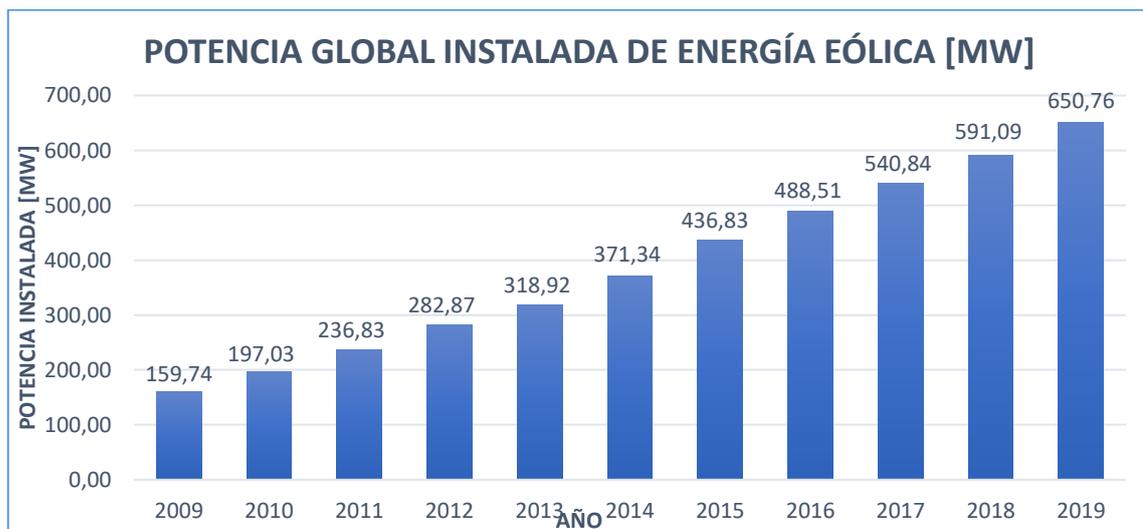


Figura 2.11 – Potencia global instalada de energía eólica hasta el año 2019. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)

China y Estados Unidos son los países que continúan liderando el mercado eólico desde 2015. Ambos países mostraron un crecimiento fuerte en 2019, China con 27,5 GW de nuevas instalaciones y Estados Unidos con 9,1 GW de nuevas instaladas. Por otra parte, los mercados europeos sufrieron políticas insuficientes y enfrentaron un fuerte declive.

En el año 2020, la pandemia del COVID-19 (Coronavirus) ha tenido un impacto global en el desarrollo del mercado eólico. Las cadenas de suministro internacionales interrumpidas y las regulaciones de cierre obstaculizaron el sector eólico, produciendo una desaceleración de la industria eólica a nivel mundial.

La Figura 2.12 muestra los 10 principales países en producción de energía eólica y su crecimiento en la potencia instalada desde el año 2015 hasta el año 2019. Los datos recopilados de la Asociación Mundial de Energía con los que se elaboró el gráfico de Figura 2.12 se presentan en la Tabla 2.1.

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA A FINES DE 2019 (GW)					
PAÍS \ AÑO	2019	2018	2017	2016	2015
China	237,03	209,53	188,39	168,73	148,00
EEUU	105,43	96,36	88,78	82,03	73,87
Alemania	61,36	59,31	56,19	50,02	45,19
India	37,53	35,13	32,88	28,28	24,76
España	25,81	23,49	23,03	23,02	22,99
UK	23,52	20,74	17,85	14,51	13,61
Francia	16,65	15,31	13,76	12,07	10,29
Brasil	15,45	14,71	12,76	10,80	8,72
Canadá	13,41	12,82	12,24	11,90	11,21
Italia	10,51	9,96	9,70	9,26	8,96

Tabla 2.1 – Capacidad total instalada de energía eólica en los principales 10 países. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)

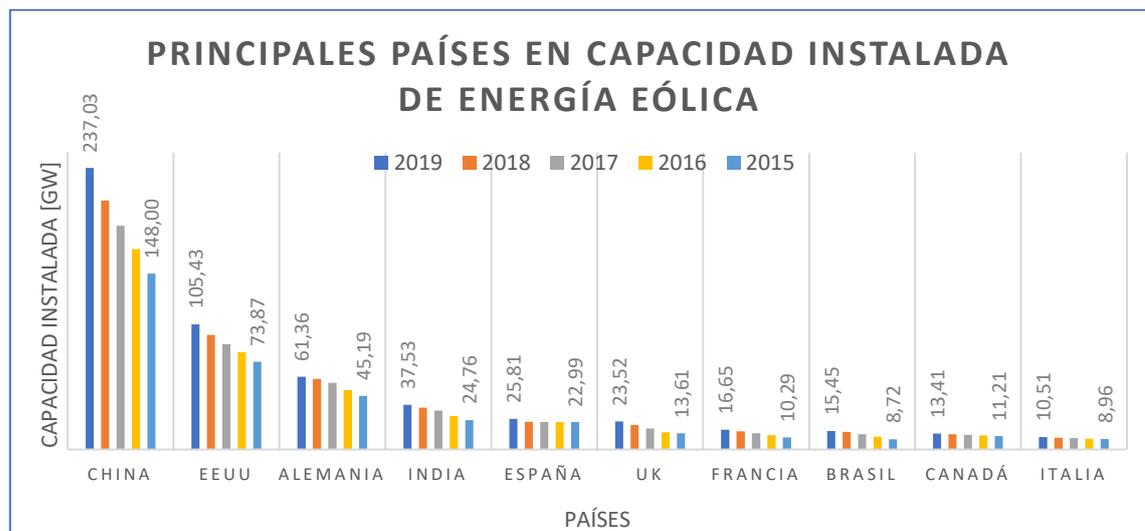


Figura 2.12 – Principales países en capacidad instalada de energía eólica. (World Wind Energy Association (WWEA), 2020)

2.6. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA EN 2020

Tal y como se describió en el apartado 2.4.1, Argentina se destaca por contar con la Patagonia, una de las zonas con mayor potencial eólico del planeta, pero además cuenta con recursos eólicos adecuados en otros sitios específicos de todo el país, como la Puna, la precordillera, centro de La Pampa y en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires.

A pesar de las excepcionales condiciones naturales, que colocan a Argentina como uno de los mayores potenciales eólicos del mundo, y de contar con herramientas tecnológicas para el desarrollo del sector, el país presenta algunos impedimentos para expandir la industria eólica, entre ellos, la dificultad para obtener financiamiento para los proyectos a tasas blandas y la necesidad de mejoras en el marco regulatorio. (Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), 2012).

Sin embargo, en los últimos años, Argentina ha ido desarrollando y aprovechando cada vez más sus recursos eólicos. En el año 2019, su capacidad total instalada de energía eólica fue de 1604 MW, mientras que en el año 2020 la capacidad instalada llegó a 2624 MW, es decir, tuvo un crecimiento porcentual de un 63,6% en menos de 1 año.

La Figura 2.13 muestra el crecimiento en la potencia instalada de energía eólica en Argentina desde el año 1997 hasta el año 2020, de acuerdo con la base datos mundial brindada por “The Wind Power”, la cual se constató con los datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA de Argentina (CAMMESA).

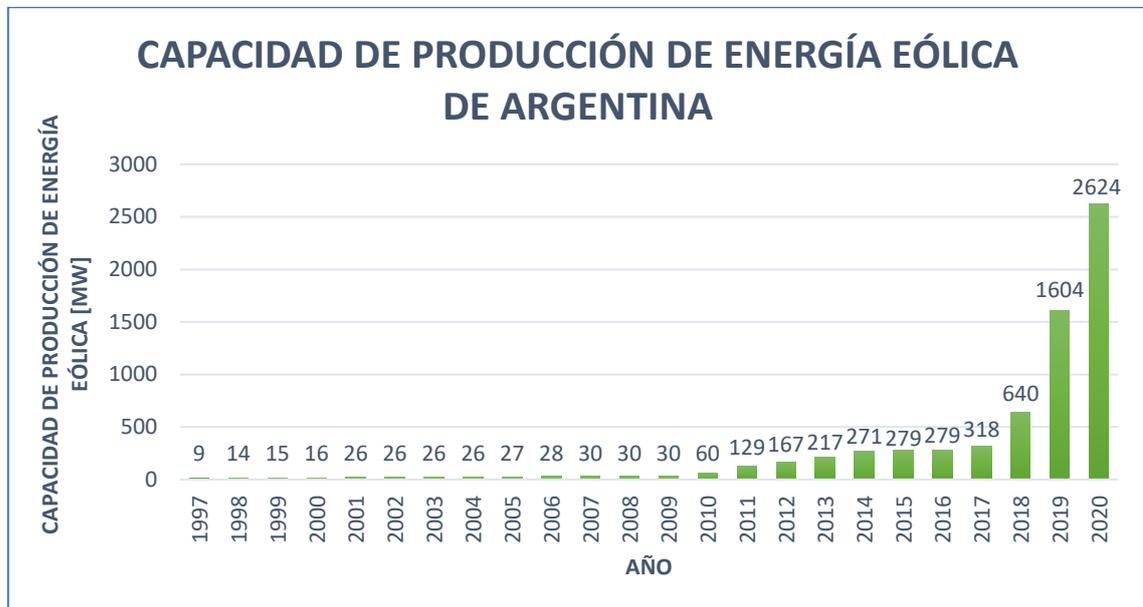


Figura 2.13 – Capacidad total instalada de energía eólica en Argentina a fines de 2020. (The Wind Power, 2020)

2.6.1. RELEVAMIENTO DE PARQUES EÓLICOS EN ARGENTINA

A los efectos de conocer la situación actual de Argentina en cuanto a producción de energía eléctrica utilizando la energía eólica, se procedió a efectuar un relevamiento de los parques eólicos existentes. En dicho relevamiento se consideraron los parques existentes desde

el año 1994 hasta el año 2021 (Julio 2021), discretizando cuales parques se encuentran en funcionamiento, en construcción y fuera de servicio. También se recopilaron características como altura de torres, modelo de aerogeneradores y potencia nominal. En el Apéndice “A” se adjunta una tabla donde se especifican todas las características de los parques eólicos en Argentina.

A continuación, se presentan algunas observaciones que resumen algunas particularidades de los parques eólicos encontrados:

- Del relevamiento efectuado (hasta Julio 2021) se obtuvo que en Argentina existen 77 parques eólicos en total, de los cuales 48 parques están en funcionamiento, 21 parques están en construcción y 8 parques están fuera de servicio. En la Figura 2.14 se muestran estas cantidades descriptas en forma de porcentajes.



Figura 2.14 – Cantidad de parques eólicos en Argentina en porcentaje. (Elaboración propia)

Los parques eólicos tienen una vida útil entre 20 y 25 años, que en realidad es la vida útil promedio de cualquier aerogenerador. Cumplida su vida útil, los aerogeneradores comienzan a presentar desperfectos, y si bien se pueden conseguir repuestos como para “mantenerlo” en funcionamiento, estos son cada vez más escasos ya que en 20-25 años los avances de la tecnología permiten producir nuevos y mejorados aerogeneradores, y los viejos aerogeneradores dejan de fabricarse. Por lo tanto, tarde o temprano el cumplimiento de la vida útil de un aerogenerador obliga a desmantelarlos y dejarlos fuera de servicio.

- Discretizando por provincias, se encontró que la mayor cantidad de parques eólicos de Argentina se concentran principalmente en 3 provincias: Chubut, Sur de Buenos Aires y Santa Cruz. La distribución de parques eólicos por provincia se observa en la figura 2.15, mientras que la cantidad porcentual de parques eólicos por provincia se muestra en la Figura 2.16.

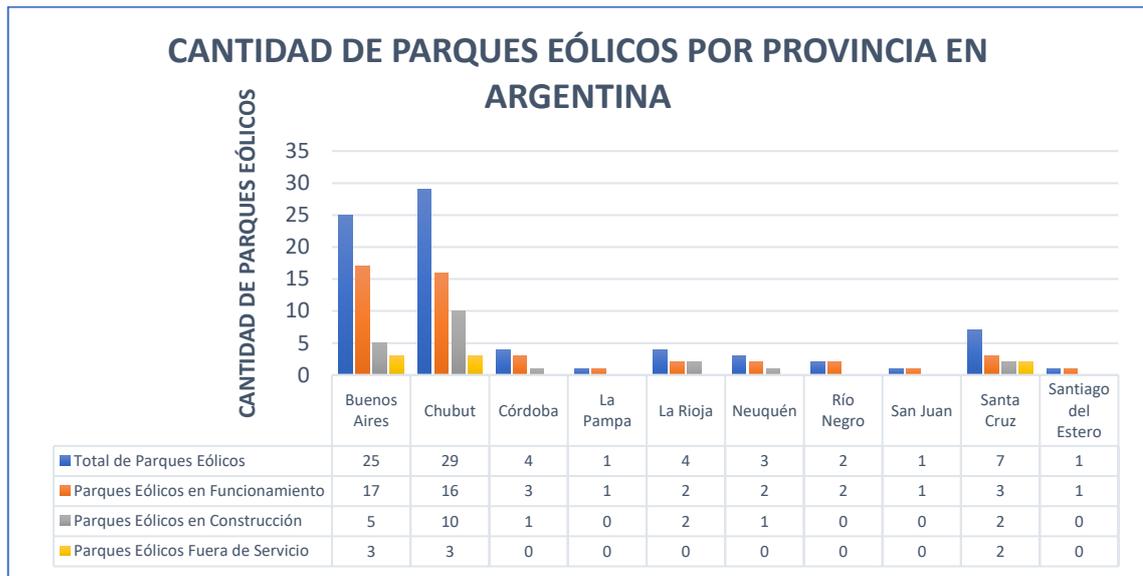


Figura 2.15 – Cantidad de parques eólicos por provincia en Argentina. (Elaboración propia)

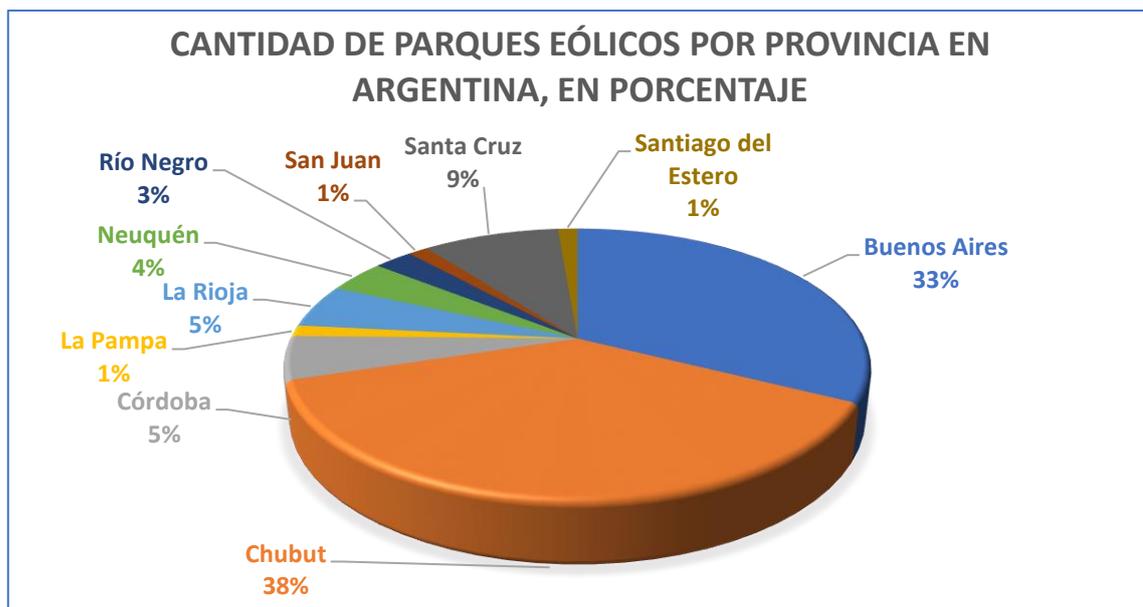


Figura 2.16 – Cantidad de parques eólicos en por provincia en Argentina, en porcentaje. (Elaboración propia)

De los gráficos presentados anteriormente, se puede concluir que Argentina no aprovecha todos los recursos eólicos que posee. Provincias como Neuquén, Río Negro, Córdoba e incluso La Rioja presentan recursos favorables para la producción de energía eléctrica con energía eólica. No obstante, en estas provincias el desarrollo eólico en la actualidad es mínimo.

- Durante la recopilación de los datos de los parques eólicos de Argentina se observó que la mayor parte de los modelos de aerogeneradores del país son proporcionados por empresas o compañías extranjeras, principalmente, empresas europeas.

La Figura 2.17 presenta los porcentajes que ocupa cada fabricante de aerogenerador en el mercado eólico argentino y su origen.

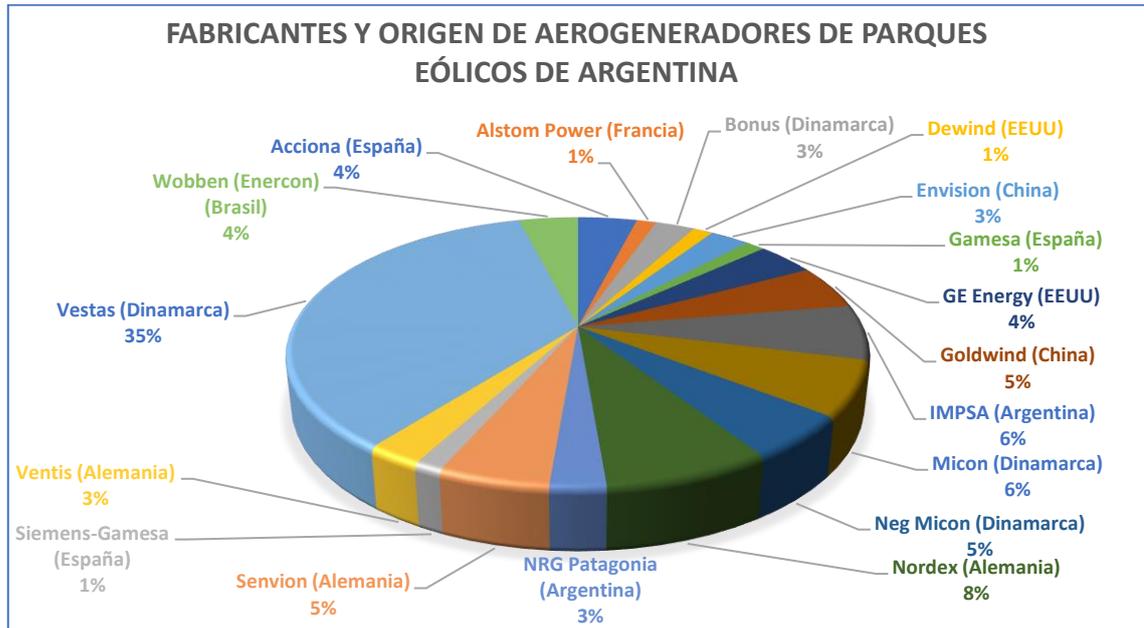


Figura 2.17 – Fabricantes y origen de aerogeneradores de parques eólicos de Argentina. (Elaboración propia)

Argentina posee algunas empresas que diseñan y fabrican aerogeneradores de alta potencia, e incluso ofrecen la construcción de los parques eólicos bajo la modalidad “llave en mano” y su posterior operación y mantenimiento. Algunas empresas de este tipo son N.R.G. Patagonia y la empresa IMPSA. El INVAP S.E. (Investigación Aplicada S.E) también desarrolla y estudia algunos modelos de aerogeneradores, pero para escala más pequeñas y de uso rural (en el orden de los kW de potencia).

Sin embargo, como se observa en el gráfico anterior, sólo el 9% de los 77 parques eólicos poseen turbinas producidas en Argentina, el resto poseen turbinas principalmente europeas.

3. AEROGENERADORES

3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación a través de sus aspas, la cual se transmite a un generador eléctrico por medio de un eje. Dicho generador convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Los aerogeneradores pueden ser de “sustentación” o de “resistencia” en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como fuerza motriz. Las turbinas de uso más extendido en la actualidad son las de “sustentación”, en las cuales el viento circula por ambas caras del aspa.

El perfil del aspa produce una diferencia de velocidad en la vena fluida que se desliza sobre la superficie superior del aspa respecto a la de la vena fluida que se desliza por la superficie inferior. Esto causa una diferencia de presiones que origina una fuerza llamada “sustentación aerodinámica” sobre la superficie del aspa, y esta fuerza provoca la rotación alrededor del eje de la turbina. Al mismo tiempo, se genera una “fuerza de resistencia” que se opone al movimiento y es perpendicular a la “fuerza de sustentación”. (Figura 3.1)

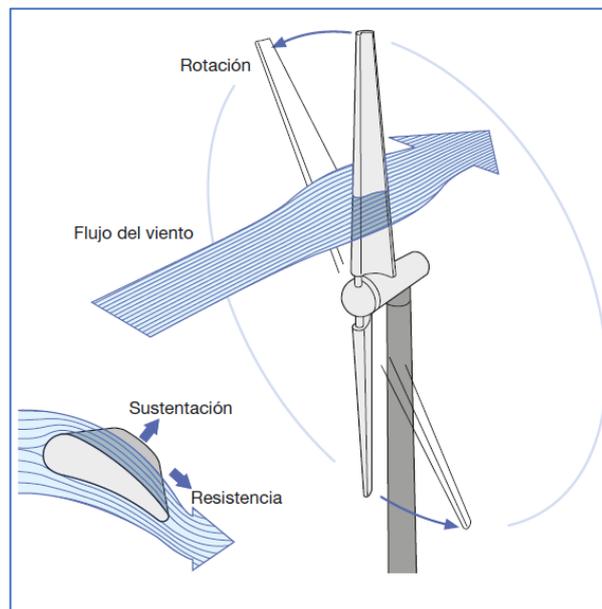


Figura 3.1 – Principio de funcionamiento de un aerogenerador - Fuerzas involucradas. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

Un aerogenerador necesita una velocidad de viento mínima de 3 – 5 m/s (velocidad de acoplamiento o “cut-in”), y entrega la potencia nominal a una velocidad de 12 – 14 m/s. Por razones de seguridad, a velocidades superiores a 25 m/s (velocidad de desconexión o “cut-off”) el sistema de frenado detiene a la turbina. El bloqueo puede efectuarse por medio de frenos

mecánicos que detienen el rotor, o en el caso de aspas de inclinación variable, “escondiéndolas” del viento al ponerlas en la posición conocida como “bandera”¹.

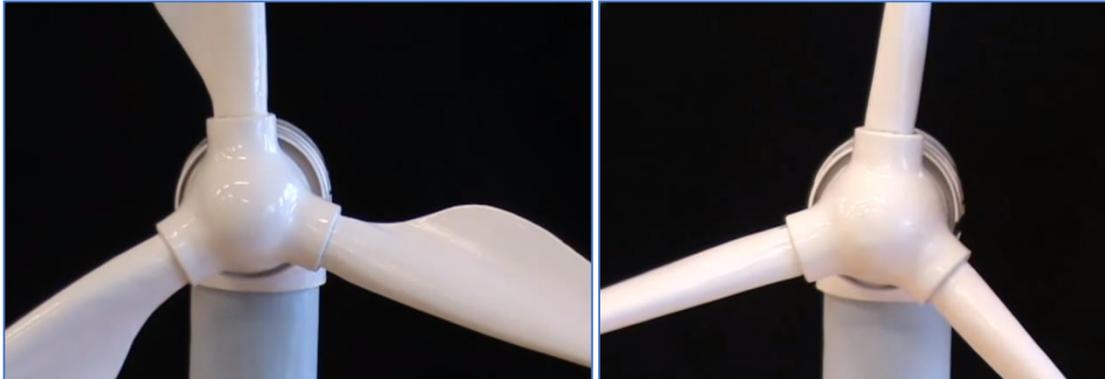


Figura 3.2 – Modelo de un aerogenerador en posición normal de funcionamiento (a la izquierda), y en posición de bandera (a la derecha) – Vista frontal. (<https://www.youtube.com/user/CaptYosi/featured>, 2013)

3.2. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador incorpora diversos componentes, tanto mecánicos como eléctricos. Dichos componentes varían dependiendo del fabricante y la potencia del aerogenerador.

La Figura 3.3 muestra un esquema con los componentes generales que constituyen un aerogenerador de eje horizontal, que son los tipos de aerogeneradores más utilizados.

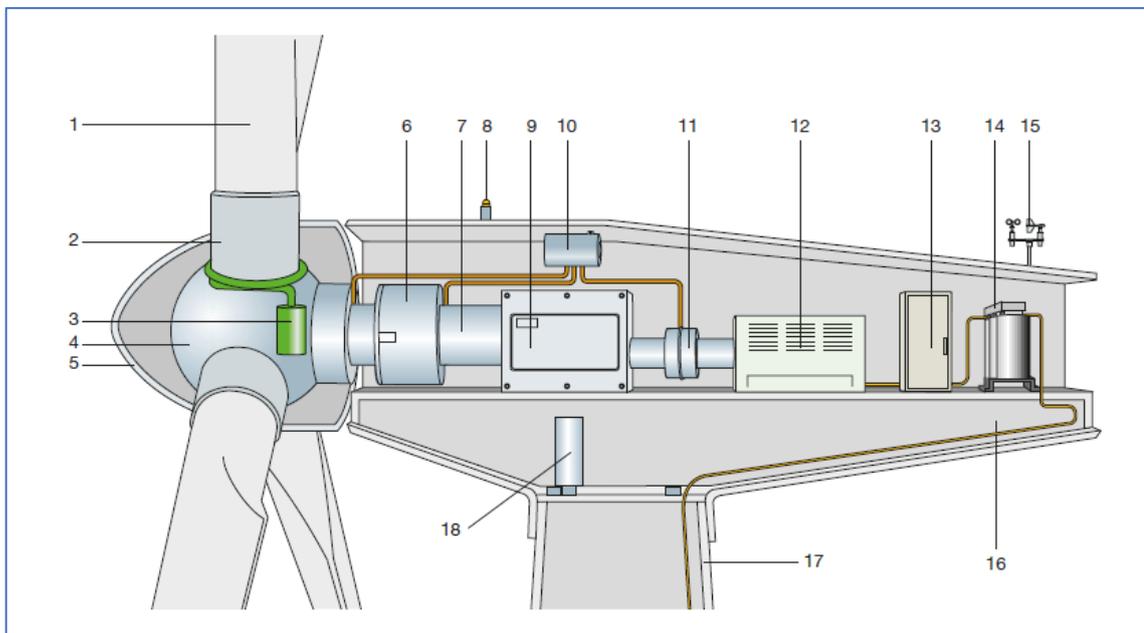


Figura 3.3 – Esquema de principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

¹**Bandera:** Posición en la cual la cuerda del perfil de la pala se coloca de manera paralela al eje del rotor y el borde de ataque mira al viento. En esta posición la carga aerodinámica sobre las aspas se reduce al mínimo, evitando así tensiones excesivas.

Referencias:

1 – Aspas	7 – Eje Principal	13 – Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección, y seccionamiento
2 – Soporte	8 – Luces de señalización de área	14 – Transformador
3 – Actuador del ángulo de paso	9 – Multiplicador	15 – Anemómetro y veleta
4 – Buje	10 – Dispositivos hidráulicos de refrigeración	16 – Góndola
5 – Cubierta	11 – Frenos mecánicos	17 – Torre
6 – Soporte principal	12 – Generador eléctrico	18 – Mecanismo de orientación

A continuación, se describen los principales componentes de un aerogenerador:

- **Aspas o palas:** Son los componentes que interactúan con el viento, por lo que se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica.

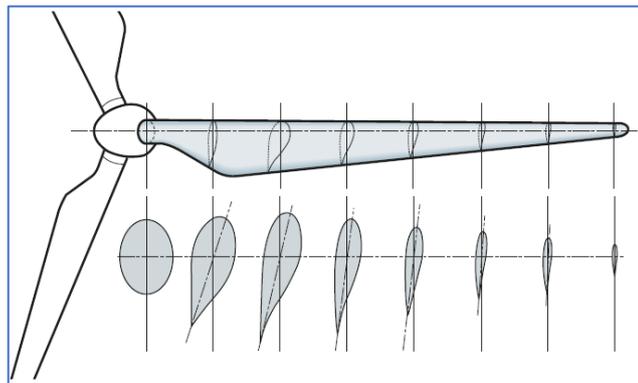


Figura 3.4 – Perfil aerodinámico de las aspas de un aerogenerador. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

- **Buje:** Es el componente que conecta las aspas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso. Entre los tipos de buje se puede destacar los bujes rígidos, articulados y basculantes.

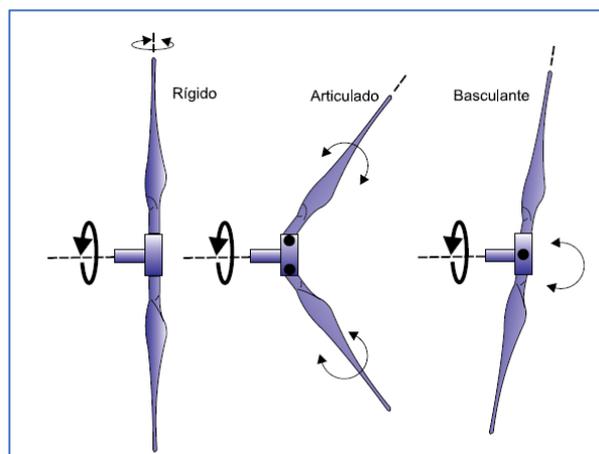


Figura 3.5 – Tipos de buje. (González, Pérez, Santos, & Gil, 2009)

- **Rotor:** Es el conjunto de aspas y buje. Se ensamblan sobre la góndola mediante una brida de rodamientos. Puede ser de velocidad de giro constante o variable.
- **Tren de potencia:** Transmite la energía mecánica del rotor al generador para la obtención de energía eléctrica (Figura 3.6). Está conformado por: el eje principal y secundario, caja multiplicadora y generador eléctrico.

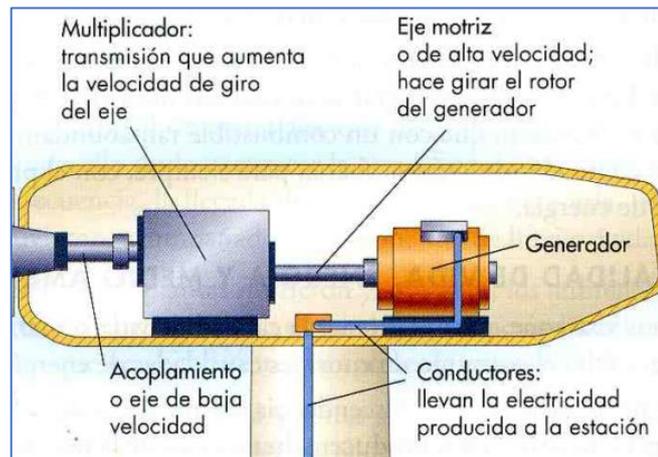


Figura 3.6 – Tren de potencia y sus componentes. (Blog Internet: Erenovable, 2019)

- **Góndola o Nacelle:** Su función es albergar y mantener en su sitio los diversos subsistemas eléctricos y mecánicos del aerogenerador, protegiéndolos del clima.
- **Torre:** Es la estructura que soporta a la góndola y al rotor. Existen diferentes tipos de torres, pero los más empleados en la actualidad para grandes potencias (Multi-MW) son de acero, hormigón y las híbridas (acero y hormigón). En general, son de sección troncocónica. En su interior se colocan algunos equipos accesorios para la instalación y una escalera para acceder a la góndola.



Figura 3.7 – Interior de torre de aerogenerador. (Blog Internet: Erenovable, 2019)

- **Cimentación:** Es el elemento que actúa como soporte del aerogenerador. Suelen tratarse de una zapata de hormigón con forma cuadrada, hexagonal o circular, que permite transmitir al suelo las cargas que va a soportar la estructura. No obstante, si las características del terreno son muy desfavorables, puede optarse por incorporar pilotes.

La parte inferior de la torre se conecta a la cimentación a través de una interfaz que consiste en un tubo embebido a la cimentación o en un sistema de anclaje mediante conectores de acero.



Figura 3.8 – a) Sistema de fijación torre-cimentación mediante tubo embebido; b) Sistema de fijación mediante conectores de acero. (Núñez Ayala, 2015).

3.3. TIPOS DE AEROGENERADORES

Según la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias: aerogeneradores de eje vertical (VAWT: Vertical Axis Wind Turbine). Y los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT: Horizontal Axis Wind Turbine).

3.3.1. AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las aspas de los aerogeneradores de eje vertical rotan horizontalmente alrededor del eje. El uso de este tipo de aerogeneradores está limitado para producción de energía eléctrica de baja potencia.

Dentro de los aerogeneradores de eje vertical (VAWT) se tienen estas variantes:

- **Aerogeneradores del tipo Savonius:** Este tipo de aerogenerador fue inventado en 1922 por Sigurd J. Savonius. Es el modelo más simple de aerogenerador y consta de dos o cuatro chapas verticales curvadas en forma de semicilindro (Figura 3.9). El funcionamiento se basa en hacer que el aire incida sobre la superficie de las chapas curvadas (Figura 3.10).



Figura 3.9 – A la izquierda un aerogenerador del tipo Savonius típico; a la derecha un aerogenerador del tipo Savonius helicoidal. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

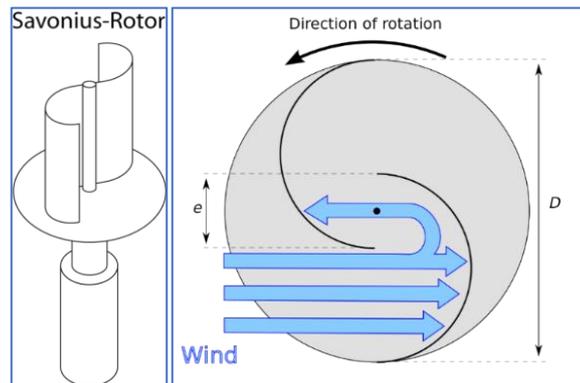


Figura 3.10 – Esquema del funcionamiento de un aerogenerador del tipo Savonius. (Wikipedia, 2020)

- **Aerogeneradores del tipo Darrieus:** Este aerogenerador fue patentado por George Darrieus en 1931. El diseño consiste en un eje vertical asentado encima del rotor, sobre el que se disponen dos o tres aspas delgadas en forma de semicírculo o parábola unida a los extremos (Figura 3.11). Permiten alcanzar velocidades mayores que los aerogeneradores tipo Savonius.



Figura 3.11 – A la izquierda un aerogenerador del tipo Darrieus típico; a la derecha un aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

- **Aerogeneradores del tipo Giromill:** Este aerogenerador es una modificación del modelo Darrieus. Consiste en disponer varias aspas en posición vertical unidas a un eje central. Se utilizan generalmente para producir electricidad con fines domésticos.



Figura 3.12 – Aerogenerador Giromill. (<https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/>, 2019)

3.3.2. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Este tipo de aerogeneradores son los más comunes. Su diseño se basa en disponer un número determinado de aspas en torno a un eje horizontal orientadas según la dirección del viento. Su principal ventaja es que pueden ser colocados a elevadas alturas, aprovechando el crecimiento de la velocidad del viento con la altitud. Esto hace que sean capaces de generar una mayor potencia, por lo que se utilizan para generar energía eléctrica a escala industrial.

Los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) se pueden clasificar en dos categorías:

1) Según la orientación de las aspas frente al viento, se subdividen en:

- **Aerogeneradores a barlovento (Upwind):** El rotor se encuentra colocado de frente a la dirección del viento, evitando así la estela turbulenta detrás de la torre. No obstante, el viento comienza a desviarse antes de alcanzar la torre, y esto se traduce en una pérdida de potencia cada vez que una de las aspas pasa paralela por la torre. Por otra parte, tienen el inconveniente de no alinearse autónomamente con el viento, por lo que necesitan un sistema de orientación. Predomina este diseño.
- **Aerogeneradores a sotavento (Downwind):** El rotor se encuentra colocado en sentido opuesto a la dirección del viento, y es atravesado por el aire después de que este haya pasado por la torre. Poseen la ventaja de poder instalarse sin un mecanismo de orientación. A pesar de esta ventaja, las fluctuaciones del viento que experimenta la estructura cuando las aspas pasan por detrás de la torre pueden causar más fatiga en la turbina que con un diseño a barlovento.



Figura 3.13 – A la izquierda un aerogenerador horizontal a barlovento con aleta direccional; a la derecha un aerogenerador horizontal a sotavento. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

2) Según el número de aspas, se subdividen en:

- **Multipala:** Se conocen como aerogeneradores lentos, y funcionan a resistencia frente al viento. Se utilizan para bombear agua o para producir electricidad a escala doméstica.
- **De un aspa (monopala):** Si se instalara una única aspa, se obtendría un aerogenerador con menor costo frente a los de dos aspas y tres aspas. Sin embargo, presentan el inconveniente de que necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma cantidad de energía. Esto provoca que el eje tenga que soportar unos mayores esfuerzos y que ocasione su falla.



Figura 3.14 – A la izquierda se puede ver un aerogenerador multipala. (Blog Internet: Premium Energía, 2017), a la derecha aerogeneradores monopala. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

- **De dos aspas (bipala):** Tienen un menor coste que los de tres aspas, pero tienen los mismos inconvenientes que los aerogeneradores monopala.
- **De tres aspas (tripala):** El aerogenerador de eje horizontal de tres aspas es el modelo más utilizado. Se consideran los más estables aerodinámicamente. Como desventaja se puede mencionar que son más pesados y costosos que los descritos anteriormente. Suelen instalarse con el rotor a barlovento.



Figura 3.15 – Izquierda: Aerogeneradores de dos palas. (Blog Internet: Naukas, 2010), derecha: Aerogeneradores de tres palas. (ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas, 2012)

4. TORRES DE LOS AEROGENERADORES

4.1. TIPOS DE TORRES

La torre es el elemento estructural que soporta todo el peso del aerogenerador y las fuerzas ejercidas por el viento, y transfiere las cargas a la cimentación. Es la parte más visible del aerogenerador, por lo que no debe despreciarse su estética.

Por otra parte, el costo de las torres suele rondar entre el 20% - 40% del coste del aerogenerador. Entonces, es fundamental seleccionar la geometría y el material más conveniente en cada caso.

Los materiales empleados para la construcción de una torre son hormigón y acero. La forma geométrica óptima es la troncocónica, reduciéndose el diámetro de la torre conforme aumenta la altura de la misma, desde la base hasta la góndola.

Para aerogeneradores de baja potencia las torres pueden ser reticuladas (de celosía) o bien torres con tensores. Para grandes aerogeneradores (Multi-MW), las torres pueden clasificarse en: torres de acero, torres de hormigón armado y torres híbridas (acero y hormigón).

4.1.1. TORRES RETICULADAS (DE CELOSÍA)

Este tipo de torres fueron muy utilizadas en la década de los 80, y es una tipología de torre que resulta favorable para aerogeneradores de baja potencia. Son fabricadas utilizando perfiles de acero soldado, y su costo es menor que el de una torre tubular de acero.

Con el avance de las nuevas tecnologías y la construcción de rotores de mayor diámetro, las torres reticuladas han caído en desuso. Otro de los motivos del desuso es el impacto visual que generan los reticulados cuando varias son emplazadas en el mismo lugar. (Figura 4.1)



Figura 4.1 – Impacto visual de torres reticuladas con tensores. Parque eólico Tehachapi construido en la década de los 80 (Wikipedia, 2020)

4.1.2. TORRES DE HORMIGÓN

Para su construcción se utilizan hormigones prefabricados de alta resistencia, y permiten alcanzar alturas superiores a 80 metros. Las torres de hormigón no se fabrican en una

sola pieza sino en segmentos de diferentes tamaños. Los tramos con mayor diámetro se dividen en dos o tres secciones para facilitar su traslado.

Se puede recurrir al hormigonado in-situ si las dimensiones de la estructura imposibilitan el traslado de los segmentos prefabricados. Sin embargo, se tendrán mayores incertidumbres constructivas y tiempos de realización. La eficacia de la estructura dependerá de la tecnología de los encofrados y las condiciones meteorológicas, las cuales influyen notablemente. Solamente se hormigona de esta forma la parte inferior de la torre ya que no es una opción económicamente favorable.



Figura 4.2 – Montaje de torres de hormigón. (Infopower, 2009)

Comparándolas con torres de acero equivalentes, las de hormigón al tener mayor peso son más estables, por lo tanto, requieren menor inversión en las fundaciones. Además, se reducen las sollicitaciones de fatiga en la estructura favoreciéndose una mayor vida útil de la misma. (Infopower, 2009)

Como ventajas presenta libertad de la geometría, mayor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica, la amortiguación del ruido, mejores condiciones de transporte que las de acero, y pueden ser proyectadas para un servicio de más de 40 años. (Levandowski, 2017)

La desventaja que puede mostrar el hormigón es el debilitamiento y disminución de su rigidez debido a variaciones de temperatura. Para el análisis de una torre de hormigón deben considerarse los efectos de la temperatura.

Harte y Van Zijl (2007) estudiaron los esfuerzos de tracción en una torre de hormigón ocasionados por el efecto combinado de la temperatura y el viento. En su modelo, consideraron el empuje del viento en la dirección dominante y la incidencia de radiación solar a 45° respecto de la dirección del viento (Figura 4.3). Analizaron que las tensiones de tracción sobre la torre

exceden las tensiones de compresión y postesado del hormigón. En consecuencia, esto afecta el comportamiento estructural de la torre ya que se producen fisuraciones horizontales.

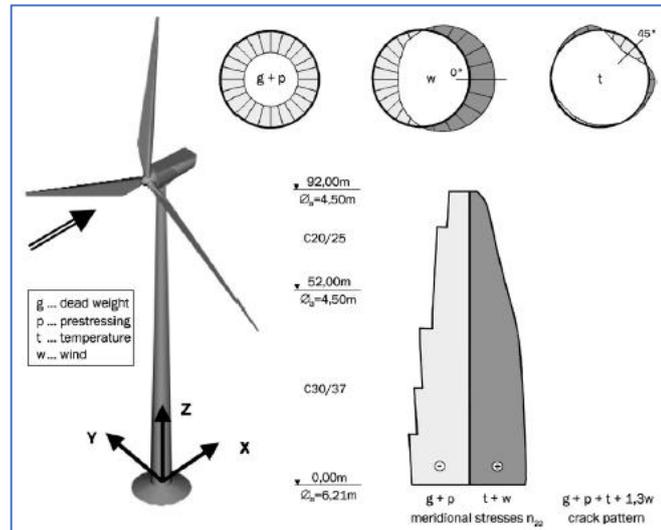


Figura 4.3 – Torre del aerogenerador con tensiones meridianales. (Harte & Van Zijl, 2007)

4.1.3. TORRES DE ACERO

Se construyen con tramos prefabricados de acero que cuentan con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos in-situ. El diámetro, longitud y peso de los segmentos dependerá de la factibilidad de su transporte. Los valores máximos típicos para el diámetro, peso y longitud rondan en 4,3 metros, 60 toneladas y 25 metros, respectivamente. (Lassig, Apcarian, Mesquida, & Labriola, 2011).

Los tramos de la torre pueden ser todos troncocónicos o bien combinando tramos cilíndricos y cónicos. En general, se diseñan con sección tubular para permitir el acceso a la góndola desde el interior de la estructura y se diseñan con un diámetro y espesor creciente hacia la base, ahorrando material y la vez, obteniendo rigidez en la parte inferior y flexibilidad en la superior.

El proceso constructivo de este tipo de torres consta de las siguientes etapas:

- 1) **Recepción y control de calidad de planchas de acero:** Los cilindros que componen la torre parten de unas láminas de chapa oxicortada e imprimada.
- 2) **Curvado:** Estas láminas son metidas en una máquina con tres grandes rodillos que van conformando las virolas (láminas de acero).
- 3) **Soldado:** Las virolas se sueldan por arco sumergido hasta crear secciones de diferente longitud.
- 4) **Granallado, pintado y secado:** La estructura se introduce en el túnel de pintado y secado. Concluida la torre en chapa, se efectúa el tratamiento superficial, que consiste en un granallado y un recubrimiento de pintura.

- 5) **Ensamblaje de elementos auxiliares:** Una vez que la torre está seca, se procede al montaje de todos los servicios (plataformas y escaleras).

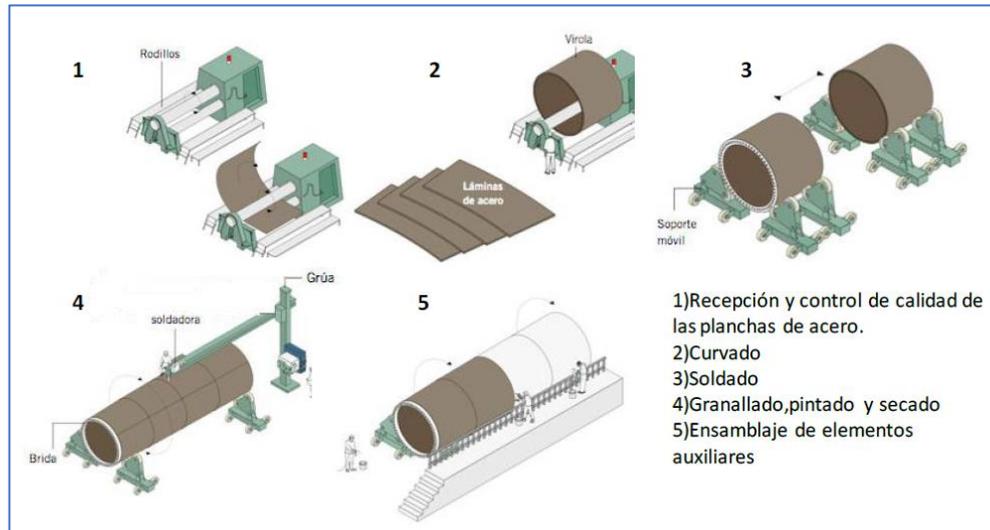


Figura 4.4 – Proceso de fabricación de las torres tubulares de acero. (Apcarian, 2019)

Las restricciones para el transporte y las posibilidades estructurales y económicas del acero limitan la altura de las torres entre 80-85 metros, utilizándose para aerogeneradores onshore de hasta 3 MW.

El rango de espesores de la torre puede oscilar entre 14 a 50 mm, aunque por encima de los 50 mm se tienen dificultades de doblado del acero.



Figura 4.5 – Torre eólica tubular de acero. (EDPR Renovables, 2014)

Normalmente para las torres se utilizan los siguientes tipos de acero:

- **Acero S355 J0:** Acero laminado en caliente no aleado, sin características especiales de resistencia mecánica, ni resistencia a la corrosión. Aplicación en construcción con altas exigencias de soldabilidad.
- **Acero S355 J2:** Acero laminado en caliente no aleado. Aplicación en construcción con exigencias especiales de resistencia, resiliencia y soldabilidad.
- **Acero S355 NL:** Acero especial normalizado, de grano fino, para construcción soldada.

Las especificaciones correspondientes de límite elástico (f_y), y resistencia a la tracción (f_u) se resumen en la siguiente tabla:

Tipo de Acero	Espesor Nominal t [mm]			
	t ≤ 40		40 < t ≤ 80	
	f_y [MPa]	f_u [MPa]	f_y [MPa]	f_u [MPa]
S 355 J0/J2	355	490 < f_u < 680	335	470 < f_u < 630
S 355 NL	355	470 < f_u < 630	335	470 < f_u < 630

Tabla 4.1 – Límite elástico y resistencia a tracción para cada tipo de acero.
(Instrucción Española de Acero Estructural (EAE), 2011)

Una vez constituidos y puestos en funcionamiento, dentro de un margen de seguridad el servicio del aerogenerador con torre de acero puede alcanzar los 20 años de servicio, con adecuado mantenimiento.

Las torres de acero tubulares troncocónicas de turbinas Multi-MW son susceptibles a resonancia a la primera frecuencia natural. Esto se debe a que están sometidas a altas cargas dinámicas y fenómenos aeroelásticos provenientes del viento y del rotor, con nulo o bajo amortiguamiento. La tendencia en la industria eólica de construir aerogeneradores cada vez más potentes agrava la situación dado que origina el aumento de la altura y esbeltez de las torres.

Uno de los problemas típicos asociados con la turbulencia que experimentan las torres de acero, es la falla por fatiga. Esto se debe a que la variación del viento es mayor para bajas alturas respecto del terreno, generando en consecuencia, mayor amplitud en la carga que soporta la torre, haciendo que sufra una rotura por fatiga.

Como ejemplo fallas en torres de acero se referencian algunos casos:

- 1) En Suecia, el 24 de Diciembre de 2015 colapsó una torre de 129 metros de altura debido a la falla en la primera junta de unión de las primeras dos secciones, ocasionada por fatiga. (Swedish Accident Investigation Authority, 2017)
- 2) En Argentina, el 12 de agosto de 2020, falló una torre tubular de acero de 50 metros en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut debido a los fuertes vientos patagónicos. (Energía Estratégica, 2020)



Figura 4.6 – Izquierda: Colapso de aerogenerador en Comodoro Rivadavia (Energía Estratégica, 2020) – Derecha: Colapso de aerogenerador Vestas en Lemhult, Suecia (Swedish Accident Investigation Authority, 2017)

4.1.4. TORRES HÍBRIDAS

Para aerogeneradores Multi-MW distintos fabricantes desarrollan, investigan e innovan en soluciones estructurales factibles para obtener alturas de buje de hasta 150 metros. Para conseguir dichas alturas la tipología más favorable es la de torre híbrida.

Esta torre consiste en un tramo inferior de hormigón al que se ajusta una estructura metálica. Dicha combinación de materiales logra rigidez en la zona cercana a la base de la torre, con hormigón premoldeado, y flexibilidad en la parte superior, con secciones tubulares de acero. Permiten alcanzar longitudes mayores a 100 metros y logran frecuencias naturales que evitan el efecto de resonancia debido al viento.

De pioneros actuales en construcción de torres híbridas, se pueden destacar:

- 1) La Advanced Tower System (ATS), un proyecto conjunto entre dos empresas holandesas, logró concretar una torre híbrida de 133 metros de altura con un aerogenerador de 2,3 MW en Grevenbroich (Alemania). La solución de la torre de ATS es “económicamente interesante” para torres de 150 metros de altura con una producción de 1,5 MW o más. En las primeras semanas de servicio, en días de escaso viento, estas torres eran las únicas que producían energía (ATS, 2009). Las torres levantadas por ATS no poseen relación entre la longitud de las partes de hormigón y acero utilizadas. Aun así como criterio principal debe adoptarse un diámetro máximo recomendable para la sección de acero de 4,3 – 4,4 metros por cuestiones de transporte. Las piezas de hormigón no deben exceder los 4 metros de ancho por la misma razón (de Vries, 2009).



Figura 4.7 – Siemens SWT-2.3-93 - 2,30 MW. (wind-turbine-models.com, 2013)

- 2) La empresa alemana Max Bögl Wind AG es la fabricante de torres híbridas con más experiencia del mercado. Ha construido la torre híbrida más alta del mundo en Galdorf (Alemania), la cual tiene una altura de 178 metros, que sumando las aspas llega hasta los 246,5 metros. Este portentoso aerogenerador forma parte de un proyecto que combina el almacenamiento de agua mediante bombeo con energía eólica, y está constituido por 4 torres, que van de 155 a 178 metros. (Diario Renovables, 2017)



Figura 4.8 – Parque eólico en Galdorf, Alemania. (Max Bögl AG Wind, 2020)

El proceso de construcción del parque eólico descrito anteriormente se puede observar en las siguientes imágenes:

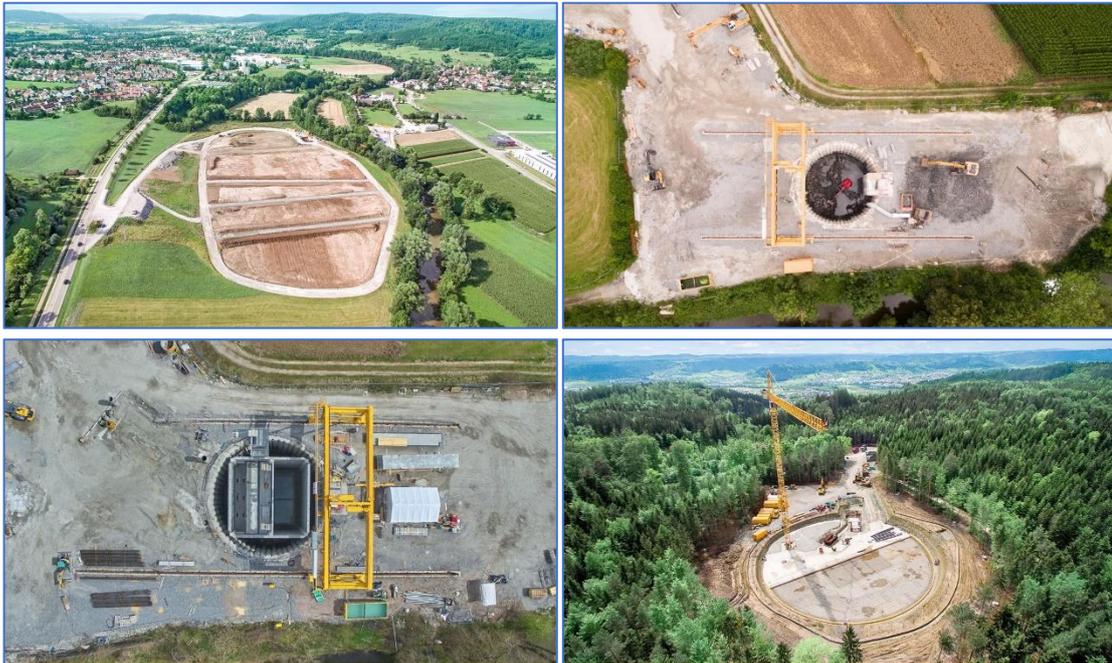


Figura 4.9 – Etapa inicial: movimiento de suelos y fundación. Construcción de depósitos de agua. (Max Bögl AG Wind, 2020)



Figura 4.10 – Construcción de torre de hormigón y posterior montaje de torre de acero. (Max Bögl AG Wind, 2020)

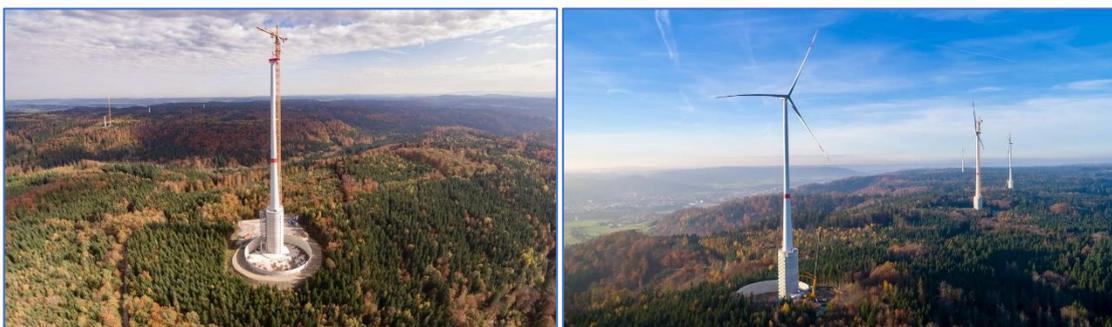


Figura 4.11 – Etapa final del parque eólico en Gardolf, Alemania. Dicho parque se encuentra en funcionamiento desde el año 2017. (Max Bögl AG Wind, 2020)

Cada uno de los aerogeneradores de este proyecto tiene un depósito que sirve para almacenar el agua procedente de una balsa ubicada 200 metros por debajo (Figura 4.12). En momentos con mucha producción o excedentes, se puede utilizar la energía producida por los aerogeneradores para bombear esa agua, almacenándola en los depósitos. El agua almacenada puede luego ser bombeada para generar electricidad.



Figura 4.12 – Balsa ubicada a 200 metros del parque eólico Gardolf. (Max Bögl AG Wind, 2020)

A continuación, se presentan algunas de las características comunes en torres híbridas:

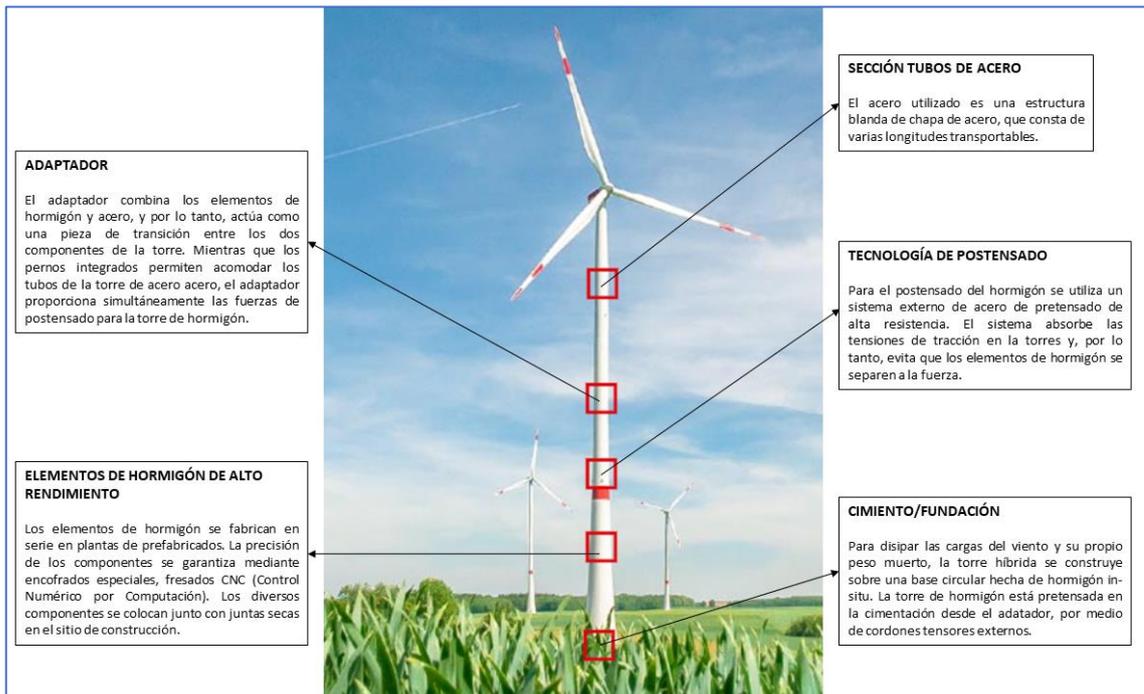


Figura 4.13 – Torre híbrida. Partes y características. (Max Bögl AG Wind, 2020)

4.2. PARÁMETROS DE DISEÑO

Para el diseño estructural de una torre se debe tener en cuenta la altura necesaria, la resistencia, la rigidez, los efectos de resonancia, el pandeo (flexión lateral), la resistencia a fatiga, el impacto ambiental, la factibilidad de construcción y la permanencia de la estructura.

El diseño estructural debe efectuarse aplicando la normativa correspondiente y será óptimo cuando se verifiquen todas las condiciones necesarias al menor costo.

4.2.1. ALTURA

La altura de la torre depende de la potencia que se requiera extraer de la turbina, y por lo tanto, depende del tamaño del rotor. La potencia extraíble depende de las características del terreno en donde se implante la torre y el perfil de viento de dicho lugar.

A mayor altura, mayor velocidad de viento, y por lo tanto, mayor puede ser la potencia extraíble de la turbina. Sin embargo, esto implica mayores costos y dificultades para el traslado, montaje y mantenimiento de la torre.

4.2.2. CARGAS QUE ACTÚAN SOBRE LAS TORRES

Una torre de un aerogenerador debe resistir su propio peso, el peso de la góndola, el peso del rotor, cargas eólicas estáticas y dinámicas, cargas debido a la temperatura, cargas sísmicas (si correspondiese), y las cargas aerodinámicas provenientes del movimiento del rotor.

La combinación de todas las cargas descritas anteriormente, genera sobre la torre estados de carga complejos.

La Figura 4.14 ilustra el sistema de fuerzas y momentos transmitido por el rotor a la torre, y se describen a continuación:

- Fuerza debida a la resistencia en todo el disco.
- Fuerza fluctuante debida a la distribución no uniforme de la velocidad del viento en la capa límite atmosférica.
- Fuerza de guiñada: depende de la distribución no uniforme de las velocidades del viento, del desbalanceo del motor, del mecanismo de transmisión y de la desviación de la velocidad del viento.
- Fuerzas verticales (gravitatorias): dependen principalmente de la masa del rotor, del mecanismo de transmisión y del desbalanceo del rotor.
- Fuerzas giroscópicas: aparecen cuando se hace girar el rotor en funcionamiento alrededor de un eje vertical.
- Momento torsor: depende de la potencia y el área del rotor.
- Momento de cabeceo: puede ser causado por la distribución no uniforme de las velocidades del viento, por las fuerzas giroscópicas o por la fuerza gravitatoria.

- Momento de guiñada: puede desarrollarse por causa de la fricción.

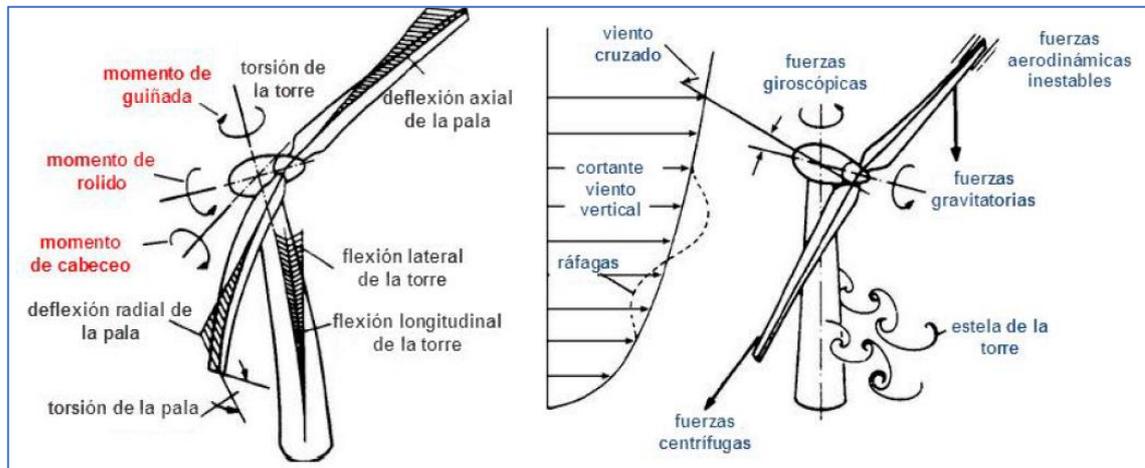


Figura 4.14 – Sistema de fuerzas y momentos transmitidos por el rotor a la torre. (Hau, 2013)

Para el análisis estructural se deben considerar los estados de carga correspondientes a condiciones normales y extremas de funcionamiento del aerogenerador. Esto implica calcular solicitaciones con el rotor funcionando y también, con el rotor detenido.

Las cargas deben ser combinadas teniendo en cuenta su probabilidad de ocurrencia simultánea. Para la elaboración de la matriz de combinaciones de carga, la norma IEC 61400-1 define:

- 1) **Modo normal de operación + condiciones externas normales.**
- 2) **Modo normal de operación + condiciones externas extremas.**
- 3) **Modo de falla de operación + condiciones externas apropiadas.**

Una vez que se definen los estados de carga, se determinan los más desfavorables, y se dimensiona la torre para soportar las tensiones y deformaciones ocasionadas por los mismos.

4.2.3. RIGIDEZ – DESPLAZAMIENTOS, DEFORMACIONES Y TENSIONES

La torre debe cumplir con los requisitos de rigidez necesarios para evitar desplazamientos o deformaciones excesivas que puedan ocasionar las cargas. La rigidez de la torre dependerá de su sección transversal, del espesor, de su longitud y de su material de construcción. Todos estos factores se deben combinar de manera tal de asegurar las deformaciones por flexión, compresión, torsión y corte no comprometan el funcionamiento de la estructura. Un diseño rígido requiere mucha masa, y es más seguro, pero aumenta los costos de la torre.

Galvez Román R. y de Luna González I. F. (2005), y María Ramos Roa F. (2017) estudiaron el diseño estructural de torres de acero de diferentes alturas. En estos trabajos se verificó la resistencia del acero debido al momento en la base, y también se verificó el pandeo. Se observaron las siguientes situaciones:

- 1) No había verificación de condiciones de seguridad en los desplazamientos en la parte superior de la torre y tampoco en la verificación de la primera frecuencia natural de la misma con la frecuencia fundamental del viento.
- 2) Se verificaban las condiciones de desplazamiento horizontal con mayor rapidez que las condiciones de frecuencia, haciendo de esta última la verificación más crítica al momento del diseño.

4.2.4. PANDEO (FLEXIÓN LATERAL)

El pandeo es un fenómeno llamado inestabilidad elástica, que puede darse en elementos comprimidos esbeltos, y, que se manifiesta por la aparición de desplazamientos importantes transversales a la dirección principal de compresión.

Como las torres suelen ser de elevada altura y esbeltas (rigidez reducida), se debe considerar el fenómeno de pandeo o flexión lateral en el diseño estructural. Básicamente para evitar la aparición del pandeo se debe aumentar la rigidez de la estructura.

4.2.5. FRECUENCIA NATURAL

La frecuencia natural del aerogenerador representa un parámetro importante al momento de estudiar el efecto dinámico de las cargas de viento sobre el aerogenerador. Dependen de la rigidez del material utilizado, la masa y el amortiguamiento presente en la estructura. A partir de este parámetro puede determinarse si el aerogenerador entra en resonancia con la frecuencia del viento.

La resonancia es un efecto que tiende a incrementar los movimientos de la torre debido a las fuerzas periódicas que actúan sobre la misma. Cuando el periodo de vibración o frecuencia de dichas fuerzas coincide con la frecuencia natural de la torre se dice que entra en resonancia. En tales circunstancias, la amplitud de las vibraciones resultantes crece de manera exponencial pudiendo llegar a producir el colapso de la estructura.

Por lo tanto, es muy importante realizar el estudio de la frecuencia natural de la torre para evitar que esta coincida con alguna otra frecuencia y entre en resonancia.

La selección de los materiales, así como los espesores y forma geométrica de la torre, deben lograr una frecuencia natural que garantice el buen comportamiento vibratorio de la misma.

En trabajos anteriores, como el de Azanza Ladrón y Pintor Borobia (2003) se modelizó con elementos finitos una turbina IT 60/1300 con torre de 60 metros de altura y 1300 kW de potencia y obtuvieron los primeros modos y frecuencias naturales de dicha turbina.

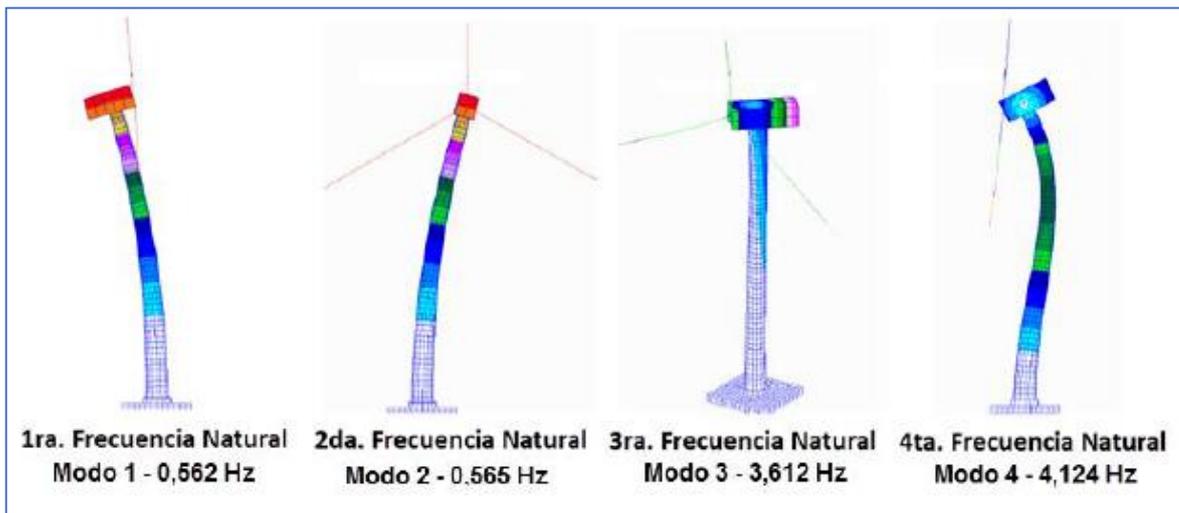


Figura 4.15 – Modos y frecuencias naturales de la torre de aerogenerador IT60/1300. (Azanza Ladrón & Pintor Borobia, 2003)

La frecuencia natural de las torres varía según la rigidez del material y su masa. Considerando un estudio realizado en Alemania sobre la turbina experimental WKA-60, puede verse que utilizando hormigón armado o pretensado, se logra mayores frecuencias fundamentales y comparables con las frecuencias de las torres con reticulados. También se aprecia un aumento de la frecuencia fundamental en las torres de acero tubular cuando se rigidiza el tramo inferior.

Turbina Eólica: Rotor: 3 palas Diámetro: 60m Velocidad del rotor: 23 rpm Peso en el extremo superior de la torre: 180t Altura del buje: 50m Altura de la torre: 46,6m	ACERO					HORMIGÓN		
	CILÍNDRICA	CILÍNDRICA CON BASE CÓNICA	CÓNICA	CÓNICA CON RIENDAS	RETICULADA	PREFABRICADA PRETENSADA	REFORZADA	PRETENSADA
Frecuencia del primer modo de flexión [Hz]	0,567	0,577	0,570	0,551	0,60	0,65	0,941	0,947
Múltiplo de la velocidad nominal del rotor [P]	148	151	149	144	157	170	245	247
Diámetro superior [m]	35	35	35	25	35	35	35	35
Diámetro inferior [m]	35	7,1	4,4	25	11,6	35	8,4	55
Espesor de la pared [mm]	55 -15	25/15	30/15	20/15	16/10	520/250	300	300
Peso:								
Torre [t]	150	120	111	40	110	465	485	477
Equipamiento [t]	22	22,5	22,8	20	22,5	21	22,5	22,5
Total [t]	172	142,5	133,8	60+riendas	ca. 120	486	507,5	499,5

Figura 4.16 – Comparación de distintos diseños de torres de acero y hormigón para la turbina experimental WKA-60 de potencia nominal 1,2 MW. (Hau, 2013)

Galvez Román, R. (2005) analizó 4 torres de diferentes alturas. La torre 4 correspondía a un aerogenerador con torre de acero tubular troncocónica de 75 metros de altura. Variando el radio inferior y el espesor de la torre, obtuvo las primeras frecuencias naturales de las mismas. (Tabla 4.2).

Frecuencia Natural [Hz]	Radio de la Torre [m]						
Espesor [mm]	1,75	2,25	2,5	2,75	3	3,25	3,5
15	0,7837	0,9812	1,0848	1,1910	1,2992	1,4092	1,5207
20	0,7826	0,9801	1,0837	1,1898	1,2981	1,4082	1,5198
25	0,7813	0,9788	1,0826	1,1887	1,2971	1,4071	1,5187
30	0,7802	0,9777	1,0815	1,1876	1,2960	1,4061	1,5177
35	0,7789	0,9766	1,0803	1,1865	1,2949	1,4050	1,5167
40	0,7776	0,9755	1,0792	1,1855	1,2939	1,4041	1,5156
45	0,7765	0,9743	1,0781	1,1844	1,2928	1,4030	1,5147
50	0,7752	0,9731	1,0770	1,1833	1,2917	1,4020	1,5137

Tabla 4.2 – Cálculo de la frecuencia natural de la torre 4. (Galvez Román, 2005)

Como puede observarse, la frecuencia natural no varía significativamente con el espesor, pero si con el radio inferior utilizado. Se puede agregar que la frecuencia natural de la torre disminuye aumentando el espesor de la misma.

4.2.6. RESISTENCIA A FATIGA

La fatiga es una forma de rotura que ocurre en estructuras sometidas a tensiones dinámicas y fluctuantes. Este tipo de fractura ocurre normalmente después de un periodo largo de tensiones repetidas o de deformaciones cíclicas.

La resistencia a la fatiga de un material se define como el nivel de tensión que produce la rotura del mismo después de un determinado número de ciclos, y se determina a partir de las curvas de tensión-número de ciclos o S-N (Figura 4.17). Por lo tanto, la resistencia a fatiga de la torre dependerá del material de la misma.

El límite de fatiga se define como la tensión por debajo de la cual la rotura por fatiga no ocurrirá.

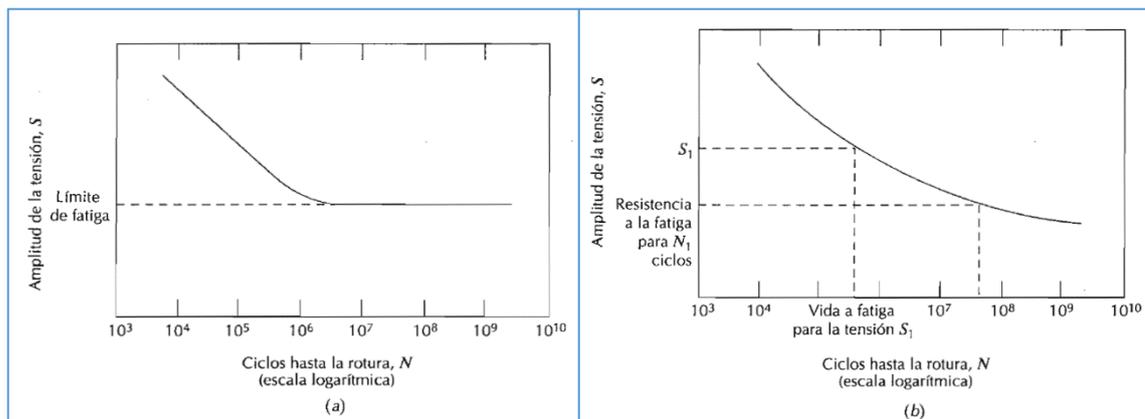


Figura 4.17 – a) Curva S-N para un material que presenta límite de fatiga; b) Curva S-N para un material que no presenta límite de fatiga. (Callister, 1995)

En las torres de los aerogeneradores existen diferentes casos a partir de los cuales puede ocurrir la fatiga, como pueden ser: la turbulencia, cargas cíclicas, el desprendimiento de vórtices, o bien las variaciones de la dirección del viento.

Las cargas variables con el tiempo son muy significativas cuando se calcula la resistencia a fatiga de la torre. Un cálculo estático no es suficiente para determinar el comportamiento estructural de la torre a largo plazo. Como las torres están diseñadas para durar bastantes años, se deben realizar estudios para evitar que las mismas se rompan por fatiga.

4.2.7. IMPACTO AMBIENTAL

Las alturas de las torres, el tamaño de los rotores y la cantidad de aerogeneradores que integren un parque eólico, producen un impacto visual significativo en la línea de horizonte difícil de ignorar. Para minimizar este impacto se utilizan colores verdes o térreos en las torres de manera tal de simular los colores del entorno (Figura 4.18).

Por otra parte, las torres también generan problemas con la avifauna del lugar del emplazamiento del parque eólico. En muchas ocasiones, las aves colisionan con las aspas de los aerogeneradores. Para evitar esto las aspas suelen pintarse con pintura roja para que sean visibles para las aves.

Otro aspecto a considerar, además del flickering de las aspas (sombras intermitentes de las aspas), son las sombras proyectadas por la torre. Las mismas no deben afectar la flora, fauna o las actividades humanas próximas al entorno del parque eólico.



Figura 4.18 – Aerogenerador Enercon E-53, de 800 kW. Reducción del impacto ambiental. (Catálogo Enercon, 2019)

4.2.8. FACTIBILIDAD DE CONSTRUCCIÓN

Para elegir una tipología de torre se deben analizar los métodos constructivos y de montaje, la mano de obra disponible en el lugar de emplazamiento del parque eólico, los costos de materiales y transporte, entre otros. A mayor tamaño de aerogeneradores, mayores son los costos y la complejidad del transporte, instalación y construcción de un parque eólico.

4.2.9. NORMATIVA APLICABLE

Particularmente, Argentina no posee un reglamento específico para el cálculo de aerogeneradores. Según el INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial), si se trata de torres reticuladas pueden utilizarse los reglamentos CIRSOC 301: “Proyecto, Cálculo y Ejecución de Estructuras de Acero para Edificios” y CIRSOC 306: “Estructuras de Acero para Antenas”. Otras tipologías no se contemplan en los reglamentos argentinos. En el caso de torres de hormigón podría implementarse el reglamento CIRSOC 201: “Proyecto, Cálculo y Ejecución de Estructuras de Hormigón Armado y Pretensado”. (Apcarian, 2019)

Si bien algunos países poseen su propia normativa, para el cálculo de todos los elementos de un aerogenerador la norma IEC 61400:2005/2008 (tercera edición) es la que rige a nivel internacional. La misma consta de varias partes donde se establecen los requisitos mínimos de construcción, montaje, verificación y operación de los aerogeneradores y sus componentes.

La primera parte de la norma IEC 64100 (Parte 1: “Requerimientos de Diseño”) especifica las cargas a tener en cuenta y remite a la norma ISO 2394:1998 (“Principios Generales de Confiabilidad para Estructuras”) para realizar el análisis estructural. También establece como requisito el cumplimiento de la norma ISO 4354:1997 (“Acciones del Viento sobre las Estructuras”).

4.2.10. PERMANENCIA

La norma IEC 61400:2005/2008 establece que toda la estructura del aerogenerador debe estar diseñada para garantizar su integridad estructural durante, al menos, un tiempo de vida de 20 años.

5. NORMA IEC 61400-1

5.1. HIPÓTESIS DE CARGA DE DISEÑO

La norma IEC 61400-1 es una norma estándar internacional que comprende requerimientos de diseño para asegurar que los aerogeneradores estén correctamente diseñados, y así prevenir potenciales riesgos a lo largo del ciclo de vida previsto. Esta norma no debe aplicarse como un manual de instrucciones, y debe complementarse con las normas ISO apropiadas.

De acuerdo con esta norma, todos los componentes de un aerogenerador deben estar diseñados para garantizar su integridad estructural durante un tiempo de vida de 20 años. Para ello se deben realizar los siguientes análisis:

- Análisis del estado límite último.
- Análisis del fallo por fatiga.
- Análisis de la estabilidad.
- Análisis de la deformación crítica.

En dichos análisis, se debe considerar que sobre la estructura actúan cargas de diferente naturaleza:

- **Cargas de inercia y gravitacionales:** son aquellas cargas estáticas y dinámicas resultado de la vibración, rotación, gravedad y actividad sísmica que pueden actuar sobre la estructura.
- **Cargas aerodinámicas:** causadas por la interacción del aire en movimiento con las partes estacionarias y móviles del aerogenerador.
- **Cargas operacionales:** resultantes del funcionamiento y control del aerogenerador. Incluyen el frenado del rotor, las cargas transitorias causadas por arranque y parada del rotor, la conexión y desconexión y desconexión del generador y las cargas oscilantes.
- **Otras cargas:** referidas a situaciones puntuales, como cargas ondulatorias o cargas por hielo.

Por otra parte, las hipótesis de carga de diseño que se utilizan para determinar la integridad estructural del conjunto se pueden calcular a partir de las siguientes combinaciones:

- 1) **Estados de diseño normales y condiciones externas normales.**
- 2) **Estados de diseño normales y condiciones externas extremas.**
- 3) **Estados de diseño de fallos y situaciones externas apropiadas.**

Para cada estado de diseño, la norma IEC 61400-1 establece el tipo de análisis a realizar. Si se indica la letra “U” se deberá efectuar un análisis de estado límite último, mientras que si se indica “F” se deberá realizar un análisis de fatiga.

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{maint} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

Figura 5.1 – Tabla 2 de la norma IEC 61400 - Hipótesis de cargas de diseño. (IEC, 2005)

A su vez, los estados clasificados como “U” se clasifican en normales (N), anormales (A) o en transporte y montaje (T). Según esta clasificación se toman coeficientes parciales de seguridad para las cargas (factores de mayoración de carga).

Para cargas desfavorables, los coeficientes de mayoración de cargas se muestran en la siguiente tabla:

Tipos de cargas	Tipo de Situación de Diseño – Factores de Mayoración de Cargas		
	Normal y Extremo (N)	Anormal (A)	Transporte y Ensamblaje (T)
Gravitacionales	1,1 / 1,35	1,1	1,25
Aerodinámicas	1,35	1,1	1,5
Operacionales	1,35	1,1	1,5
Otras Inercias	1,25	1,1	1,3

Tabla 5.1 – Coeficientes parciales de seguridad para las cargas. (IEC, 2005)

En el caso de que las cargas sean favorables, el coeficiente por el que deben multiplicarse es de 0,9 para todas las situaciones de diseño existentes en la norma IEC 61400-1.

5.2. CLASES DE AEROGENERADORES

En función de las condiciones de viento de un emplazamiento, un aerogenerador se clasifica según la siguiente tabla:

CLASE	I	II	III	S
V_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A - I_{ref}	0,16			
B - I_{ref}	0,14			
C - I_{ref}	0,12			

Tabla 5.2 – Clase de aerogeneradores. (IEC, 2005)

V_{ref} es la velocidad de referencia del viento a la altura del buje promediado en un periodo de 10 minutos e I_{ref} es la intensidad de turbulencia a la altura del buje para un viento de 15 m/s. Las clases A, B y C hacen referencia a las características de turbulencia del emplazamiento ordenados de mayor a menor intensidad.

5.3. CONDICIONES DE VIENTO

Un aerogenerador está sometido a condiciones adversas que pueden afectar su funcionamiento, durabilidad o alterar las cargas a las que está siendo sometido. Estas condiciones externas se dividen en dos categorías: normales y extremas. La norma IEC 61400-1 propone diferentes modelos probabilísticos para estimar el perfil de viento para cada una de las condiciones de viento.

5.3.1. CONDICIONES NORMALES DE VIENTO

Son aquellas que ocurren de forma frecuente durante la operación normal del aerogenerador. Para su estudio, la norma IEC 61400-1 propone seguir los siguientes modelos:

- 1) **Distribución de la velocidad de viento.**
- 2) **Modelo normal del perfil de viento (NWP)**
- 3) **Modelo de turbulencia normal (NTM)**

5.3.2. CONDICIONES EXTREMAS DE VIENTO

Incluyen situaciones de viento poco frecuentes pero peligrosas, que pueden ocurrir con un periodo de recurrencia de entre 1 y 50 años. Para su estudio, la norma IEC 61400-1 propone seguir los siguientes modelos:

- 1) **Modelo de velocidad de viento extrema (EWM).**
- 2) **Ráfaga máxima operativa (EOG).**
- 3) **Modelo de turbulencia extrema (ETM).**
- 4) **Cambio de dirección extrema (EDC).**
- 5) **Ráfaga máxima coherente con cambio de dirección (ECD)**
- 6) **Cizalladura de viento extrema (EWS)**

5.4. OTRAS CONDICIONES AMBIENTALES

La norma IEC 61400-1 establece otras situaciones que se deben observar para garantizar la seguridad e integridad del aerogenerador.

- 1) Condiciones ambientales normales:
 - Temperaturas en el rango de -10°C a más de 40°C .
 - Humedad relativa por debajo del 95%.
 - Atmósfera equivalente a la de una atmósfera interior no contaminada.
 - Intensidad de radiación solar a 1000 W/m^2 .
 - Densidad del aire de 1225 Kg/m^3 .
- 2) Condiciones ambientales extremas:
 - Temperaturas en el rango de -20°C a más de 50°C .
 - Aerogenerador provisto de pararrayos.
 - No se establecen requisitos mínimos para el hielo en clases estándar I, II y III.
 - No se establecen requisitos mínimos en caso de terremotos.

6. MODELADO NUMÉRICO DE TORRES

6.1. HIPÓTESIS DE DISEÑO

El análisis del presente trabajo se centra principalmente en el estudio de la acción del viento extremo sobre la torre de un aerogenerador. Las hipótesis de diseño adoptadas serán las mismas para cada tipo de torre.

Se describen las cargas de diseño que serán tomadas en cuenta para el modelado y análisis estructural:

- 1) **Cargas gravitacionales y de inercia:** se considerará el peso propio de la torre, y el peso de la góndola y el rotor.
- 2) **Cargas aerodinámicas:** estas cargas son debidas a la acción del viento sobre toda la estructura de un aerogenerador. Se considerará la carga de viento que actúa sobre la torre, la góndola y las aspas.

Como el presente estudio se trata de una primera aproximación para un diseño estructural de una torre de aerogenerador, no se considerarán las siguientes cargas:

- 1) **Cargas operacionales:** son las cargas que puede experimentar el rotor como cargas transitorias causadas por arranque y parada del rotor, la conexión y desconexión del generador y otras cargas oscilantes, que pueden tener algún efecto sobre la torre. No se van a considerar para el diseño, ya que escapan del alcance del presente trabajo.
- 2) **Otras cargas:** las cargas de hielo o nieve, cargas de impacto (ejemplo: aves que puedan colisionar con el aerogenerador), cargas térmicas (aumento o descensos de temperatura) y el sismo son cargas que afectan a cualquier tipo de estructura. Sin embargo, en este caso se estudia la acción del viento sobre la torre, motivo por el cual, el resto de estas cargas temporales no serán tenidas en cuenta.

Además, se adoptan una serie de hipótesis simplificativas que permiten alcanzar los objetivos propuestos para el presente trabajo, limitando a su vez, el alcance del mismo:

- Se efectuará un análisis lineal de primer orden para poder aplicar el principio de superposición de efectos.
- No se tendrán en cuenta el diseño y/o cálculo de juntas estructurales ni tampoco elementos de fijación (uniones, bridas, etc.). Las uniones constituyen todo un campo de detalle de ingeniería que no forma parte del estudio del presente trabajo.
- Se modelará de manera simplificada y aproximada la forma de la góndola y el rotor (palas y buje), a los efectos de simular correctamente el peso de los mismos y para transmitir a la torre las cargas del viento que actúan sobre el rotor. No se analizará el comportamiento estructural de dichos elementos.
- Para la fundación de la torre se modelará como condición de vínculo un empotramiento.

6.2. SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR PARA EL MODELADO

La selección del aerogenerador está en función de las condiciones de viento en el lugar de emplazamiento del mismo. Para el presente trabajo el lugar de emplazamiento se sitúa en el norte de la provincia de Neuquén en la zona de Auquingo.

6.2.1. DATOS DE VIENTO EN AUQUINCO

El presente trabajo utiliza los datos de viento obtenidos del estudio de Apcarian (2019). En dicho trabajo se efectuó la caracterización del viento en la zona de Auquingo, al norte de la provincia de Neuquén a partir de mediciones in-situ.

Dichos datos se presentan a continuación:

DATOS	
$V_{10} = V(z_R)$ [m/s]	38,5
Z_R [m]	30
α	0,046
I	0,18

Tabla 6.1 – Datos de la estación de Auquingo. (Apcarian, 2019)

Donde:

- V_{10} : es la velocidad extrema de 50 años de retorno usando la distribución de Gumbel con vientos promedios de 10 minutos, de series de tormentas independientes, a 30 metros de altura (z_R) en Auquingo.
- α : es el coeficiente de la ley de potencia calculado a partir de las mediciones efectuadas en la estación de Auquingo.
- I : representa la estimación de la intensidad de turbulencia a una altura de 80 metros para un viento de 15 m/s.

6.2.2. LEY DE POTENCIA

La ley de potencia es una expresión matemática para la variación vertical de la velocidad de viento en la dirección principal del flujo. Se determina con la siguiente ecuación:

$$V(z) = V(z_R) \cdot \left(\frac{z}{z_R}\right)^\alpha \quad (6.1)$$

Donde:

- z : altura en metros.
- z_R : es la altura de referencia sobre el suelo usada para ajustar el perfil de viento.
- $V(z)$: es la velocidad del viento a la altura z .
- $V(z_R)$: es la velocidad del viento a la altura de referencia.
- α : es el exponente de la ley de potencia.

Esta ley se utilizará para calcular la velocidad de referencia V_{ref} a una altura de 100 metros.

6.2.3. TIPO DE AEROGENERADOR SEGÚN LA NORMA IEC 61400-1

Los valores de velocidad y de la intensidad de turbulencia de referencia se utilizan en la norma IEC 61400-1 para determinar el tipo de turbina que puede instalarse en la zona de estudio. (ver Tabla 5.2). Esta clasificación condiciona el análisis de cargas y en consecuencia el diseño estructural de los componentes del aerogenerador.

La velocidad de referencia a una altura z_{hub} de 100 metros se calculará de la siguiente manera:

$$V_{ref} = V(z_R) \cdot \left(\frac{z_{hub}}{z_R}\right)^\alpha = 38.5 \frac{m}{s} \cdot \left(\frac{100 m}{30 m}\right)^{0.046} \Rightarrow V_{ref} = 40.69 m/s \quad (6.2)$$

Como se mencionó en el apartado 6.2.1, la intensidad de turbulencia de referencia es:

$$I_{ref} = 0,18 \quad (6.3)$$

Con estos valores, se ingresa a la Tabla 5.2, y se obtiene que para la zona en estudio los aerogeneradores a utilizar deben ser de **Clase II-A**.

6.2.4. RELEVAMIENTO DE AEROGENERADORES

Las empresas fabricantes de aerogeneradores ofrecen a través de catálogos, folletos e incluso páginas webs, información mínima sobre las características y prestaciones de sus productos, dejando datos muy específicos fuera del alcance de cualquier competidor. Esto es debido a que la industria eólica se encuentra en constante innovación tecnológica y cualquier avance o progreso constituye una ventaja competitiva en el mercado.

Analizando diferentes empresas europeas, asiáticas y americanas en busca de aerogeneradores de potencia semejante (entre 2 MW y 3 MW), sólo se han podido hallar escasos modelos que presenten todas las características e información de los mismos.

Se recopilan datos disponibles sobre aerogeneradores de potencia semejante (2 MW a 3 MW) de diferentes fabricantes, y que se puedan colocar a una altura de 100 metros y sean funcionales para clases de viento IEC II-A.

Generador	Peso Rotor [tn]	Peso de 3 Aspas [tn]	Peso Buje [tn]	Peso Góndola [tn]	Altura de Torre propuesta por el Fabricante [m]	Clase de Viento	Diámetro Rotor [m]
Acciona AW-109/3000	66	ND	ND	118	98/118	IEC II A	109
Acciona AW-116/3000	66	36,84	36	118	92/120	IEC II A	116
Nordex N100/2500	57	ND	ND	91	ND	IEC II A	100
Nordex N117/3000	ND	ND	ND	ND	90/140	IEC II A / IEC IIIA	117
Nordex N117/3600	ND	ND	ND	ND	90/140	IEC II A	117
Vestas V90 - 2,0MW	36	-	-	68	80	IEC II A / IEC S	90
Vestas V100 -2,75MW	-	-	44	70	ND	IEC II A	100
Vestas V117/3,45MW	ND	ND	ND	ND	80/116,5	IEC IIA / IEC I B	117
Vestas V126/3,45MW	ND	ND	ND	ND	87/117	IEC II A / IEC II B	126
Siemens Gamesa SG-2.1-114	ND	ND	ND	ND	68/153	IEC IIA / IEC IIIA / IEC S	114
Siemens Gamesa SG-3.4-132	ND	ND	ND	ND	84/165	IEC II A / IEC I A	132
Enercon E-70 E4 - 2/2,3MW	ND	ND	ND	ND	85/98	IEC II A / IEC I A	71
Enercon E-82 E2 - 2/2,3MW	ND	ND	ND	ND	78/138	IEC II A	82
Enercon E-82 E4 - 2,35/3MW	ND	ND	ND	ND	59/69	IEC II A / IEC I A	82
Enercon E-92 - 2/2,3MW	ND	ND	ND	ND	69/138	IEC II A	92
Enercon E-115 E2 - 3,2MW	ND	ND	ND	ND	92/149	IEC II A	115,7
Enercon E-126 EP3 - 3/3,5/4MW	ND	ND	ND	ND	86/135	IEC II A	127

Tabla 6.2 – Recopilación de información disponible de aerogeneradores de diferentes fabricantes. (Elaboración propia)

En la tabla anterior, aquellos datos que no son facilitados por el fabricante en la información del producto aparecen con la sigla ND (No Disponible).

Se observa que, a pesar de existir un gran número de aerogeneradores disponibles en el mercado, la información acerca de los pesos de los componentes de un aerogenerador no es fácilmente ofrecida en folletos o catálogos de los fabricantes.

6.2.5. AEROGENERADOR ADOPTADO

De la Tabla 6.2 se elige al aerogenerador AW-116/3000 de la empresa ACCIONA, ya que se cuenta con los datos referidos al peso de la góndola, rotor y palas, y siendo su uso además, para clase de viento IEC II-A.

Las características del aerogenerador adoptado se resumen en la siguiente tabla:

DATOS AEROGENERADOR AW-116/3000	
DATOS FUNCIONAMIENTO	
Clase de Viento	IEC II-A
Velocidad de Viento de Arranque	3 m/s
Velocidad de Viento Nominal	10,6 m/s
Velocidad de Viento de Parada	20 m/s
Potencia Nominal	3000 KW
DATOS DE COMPONENTES	
Número de Palas	3
Orientación	Barlovento
Diámetro Rotor	116 m
Área Barrida	10,57 m ²
PALAS	
Modelo	56.7
Material	Plástico Reforzado con Fibras de Vidrio (GFRP)
Longitud Total	56,7 m
Peso	12280 Kg/Pala
BUJE	
Modelo	Rígido
Material	Fundición GJS 400 18U LT
Protección	Metalizado Zinc + Epoxy
GENERADOR	
Potencia	3000 KW
Grado de Protección	IP 54
Frecuencia	50 / 60 Hz
Voltaje	12.000 V
Rango de Velocidades	770-1320 rpm 50 HZ / 924-1584 rpm 60 Hz
TORRE	
Material	Acero / Hormigón
Altura Torre	98,2 m / 118,2 m
Unión a cimentación	Barras de anclaje, embebidas en la cimentación y mortero de alta resistencia
PESOS	
Góndola	118 Tn
Rotor (Palas y Buje)	66 Tn
Buje	36 Tn
Góndola + Buje	154 Tn
DIMENSIONES GÓNDOLA + BUJE	
Longitud	18 m
Anchura	4,5 m
Altura	4,5 m

Tabla 6.3 – Características del aerogenerador Acciona AW-116/3000. (Elaboración propia de recopilación de folletos de la empresa Acciona)

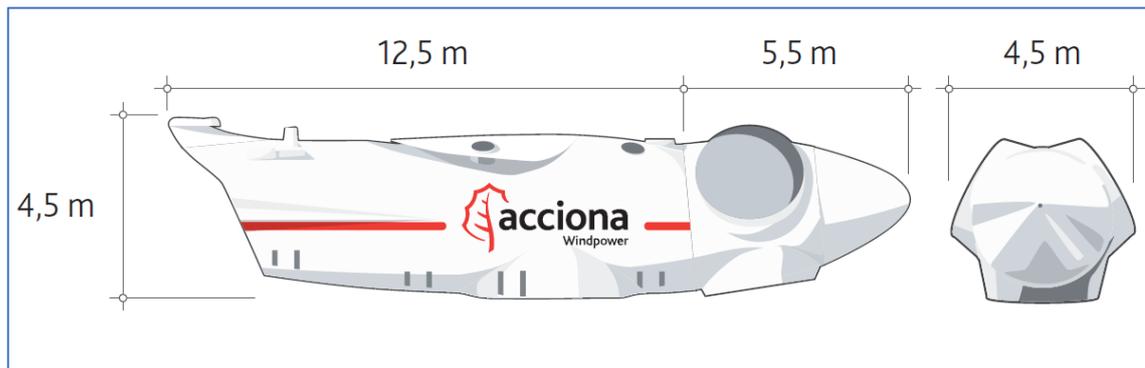


Figura 6.1 – Dimensiones geométricas de góndola y buje del aerogenerador AW-116/3000. (Folleto Empresa Acciona, Acciona Informa - N°59 Noviembre, 2014).

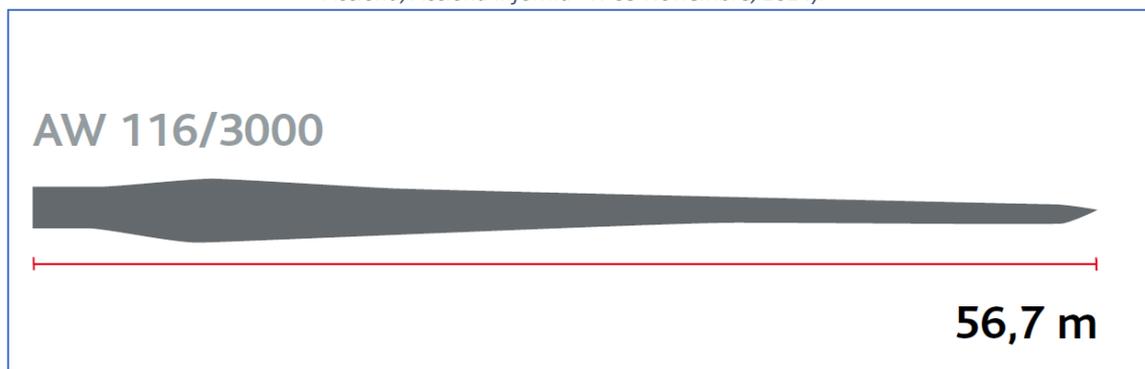


Figura 6.2 – Longitud de las palas del aerogenerador AW-116/3000. (Folleto Empresa Acciona, Aerogeneradores Basados en la Experiencia, 2015)

En condiciones de viento extremo, las aspas de los aerogeneradores se colocan en posición de “bandera”, es decir, la pala se coloca de manera paralela al eje del rotor y el borde de ataque mira al viento. Dicha posición fue considerada para el modelado de las tres aspas del aerogenerador.

6.3. CASOS Y COMBINACIONES DE CARGA

Haciendo referencia a las hipótesis de diseño, se resumen los casos de carga que se considerarán en el análisis:

- **Cargas gravitacionales y de inercia (PP):** Peso propio de la torre y peso de la góndola y rotor. El peso de la torre se establece a través del material adoptado y la geometría de la misma. Para la góndola y el rotor se utilizarán los pesos establecidos en la Tabla 6.3.
- **Cargas aerodinámicas (W):** Cargas de viento. Para la determinación de la carga de viento se utilizará el software RWIND. La metodología se desarrollará en el siguiente capítulo.

Respecto a los casos de carga, la Tabla 2 de la norma IEC 61400-1 (ver Figura 5.1) proporciona diferentes situaciones en las que debe verificarse un aerogenerador. Además, dicha tabla establece que modelos de condiciones de viento utilizar para cada situación en particular, como así también el tipo de análisis a efectuar y los factores de seguridad a utilizar para los diferentes tipos de cargas.

Para el presente trabajo la situación que se tiene se representa con el caso N°6, en el cual se considera que el aerogenerador se encuentra inmovilizado (parado).

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*

Figura 6.3 – Caso N°6 de la Tabla 2 de la norma IEC 61400-1. (IEC, 2005)

Como se analizarán los casos de carga en los cuales se utiliza el modelo de vientos extremos (EWM), no se tomará en cuenta el modelo de vientos normales (NTM).

A partir de la Tabla 5.1 se establecen los coeficientes de seguridad para las cargas. Teniendo en cuenta lo anterior, las combinaciones de carga son:

- Caso C1: $1.35 * PP + 1.35 * W$
- Caso C2: $1.10 * PP + 1.10 * W$

6.4. MATERIALES

Los materiales a utilizar para el modelado de las torres son dos: acero y hormigón.

Actualmente, las torres de acero se construyen de acero S355 J2, el cual es un acero laminado en caliente no aleado. Posee propiedades especiales de resistencia, resiliencia y soldabilidad. Este acero se utilizará en las torres de acero e híbrida.

Las torres de hormigón se construyen de hormigón pretensado o postesado, con calidades de hormigón que varían desde alta resistencia (resistencias de 50 MPa a 90 MPa, a los 28 días) a muy alta resistencia (resistencias superiores a 90 MPa, a los 28 días). En este trabajo, se utilizará hormigón armado de 40 MPa, 50 MPa y 60 MPa para las torres de hormigón e híbrida.

Las propiedades mecánicas de los materiales mencionados anteriormente se especifican a continuación:

Material	Módulo de Elasticidad	Módulo de Cortante	Coeficiente de Poisson	Peso Específico	Coeficiente de Dilatación Térmica	Hipótesis
	E [kN/cm ²]	G [kN/cm ²]	ν [-]	γ [kN/m ³]	α [1/°C]	
Acero S 355 J2	21000,00	8076,92	0,300	78,50	1,20E-05	Isótropo elástico lineal
Hormigón H40	3500,00	1458,33	0,200	25,00	1,00E-05	Isótropo elástico lineal
Hormigón H50	3700,00	1541,67	0,200	25,00	1,00E-05	Isótropo elástico lineal
Hormigón H60	3900,00	1625,00	0,200	25,00	1,00E-05	Isótropo elástico lineal

Tabla 6.4 – Propiedades mecánicas del acero y los hormigones para las torres. (Elaboración propia)

6.5. GEOMETRÍA DE TORRES

Las torres a modelar presentarán una altura de 100 metros, medida desde la base hasta el eje del buje, y serán de sección troncocónica. Tendrán un diámetro externo de 4 metros en la base y un diámetro externo de 3 metros para el borde superior en donde se apoya la góndola. El espesor en toda la sección troncocónica de las torres será constante. La torre híbrida tendrá un tramo inferior de hormigón armado de 40 metros y un tramo superior de acero de 60 metros.

6.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS A ANALIZAR

Teniendo en cuenta los materiales elegidos, y las consideraciones generales de la geometría, se analizarán diferentes casos de estudio variando la calidad del hormigón y los espesores de las torres.

TORRE DE ACERO		TORRE DE HORMIGÓN ARMADO			TORRE HÍBRIDA			
N° Caso de Estudio	Espesor [mm]	N° Caso de Estudio	Hormigón	Espesor [mm]	N° Caso de Estudio	Hormigón	Espesor Hormigón [mm]	Espesor Acero [mm]
Torre 1	30	Torre 1	H40	200	Torre 1	H40	300	30
Torre 2	35	Torre 2	H40	300	Torre 2			35
Torre 3	40	Torre 3	H50	200	Torre 3			40
		Torre 4	H50	300	Torre 4	H50	300	30
		Torre 5	H60	200	Torre 5			35
		Torre 6	H60	300	Torre 6			40
					Torre 7	H60	300	30
					Torre 8			35
					Torre 9			40

Tabla 6.5 – Casos de estudios propuestos para cada tipología de torre. (Elaboración propia)

Todas las dimensiones geométricas adoptadas para las torres fueron elegidas teniendo en cuenta los antecedentes recopilados. Dichas dimensiones contemplan factibilidad y facilidad de construcción de las torres, y el transporte de sus elementos constituyentes.

6.7. MODELO GENERAL EN RFEM

Una vez establecidas las características pertinentes de los modelos a analizar, se presenta el modelo general elaborado en el software RFEM:

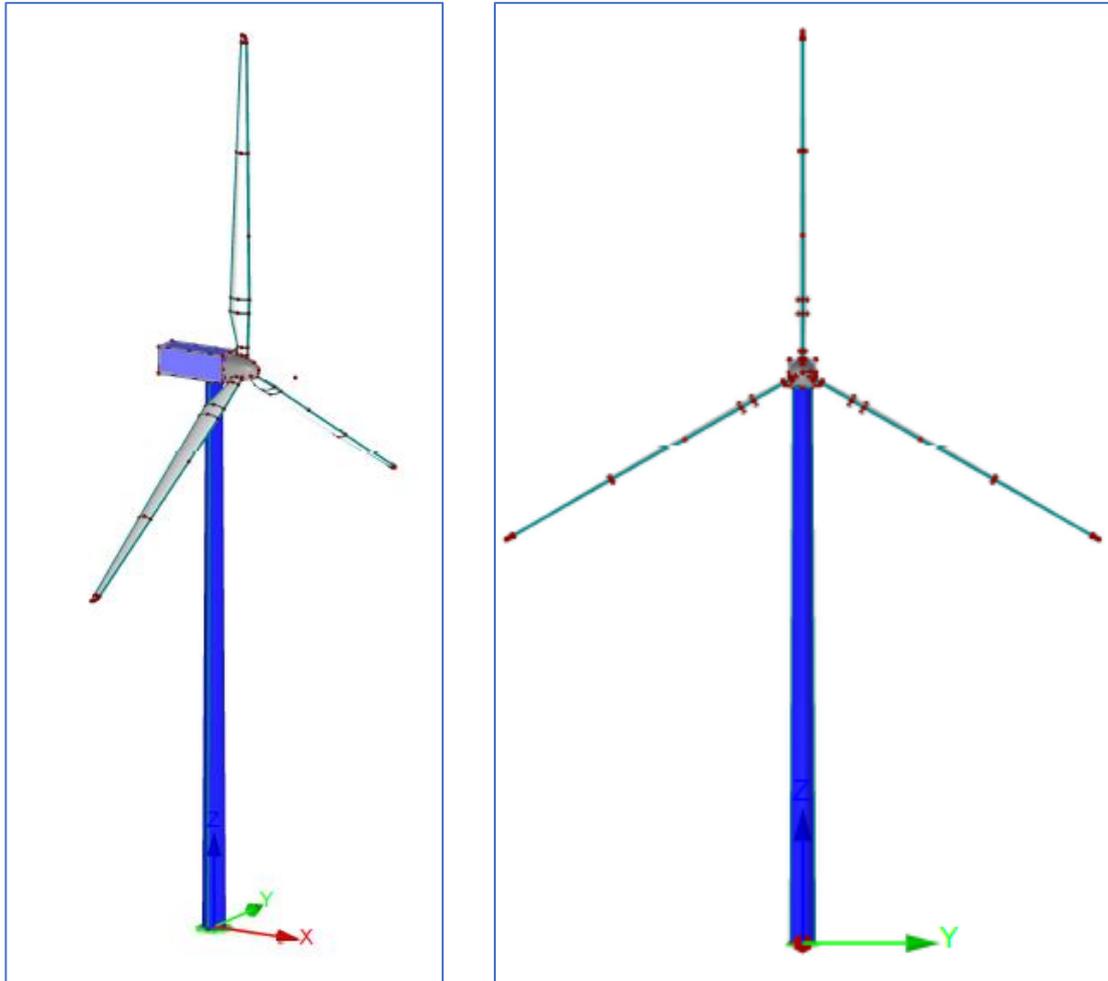


Figura 6.4 – Modelado general en RFEM. (Elaboración propia)

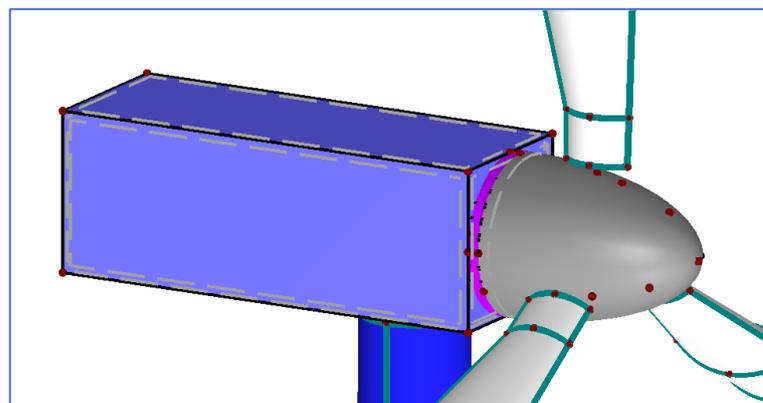


Figura 6.5 – Modelado de góndola. (Elaboración propia)

7. TÚNEL DE VIENTO VIRTUAL - RWIND

7.1. INTRODUCCIÓN

Con el establecimiento del modelo general y de los casos de carga a analizar, se procede a determinar las cargas de viento que van a actuar en las diferentes torres mencionadas en el precedente capítulo. Para ello se debe determinar el perfil de viento actuando sobre la torre y el perfil de intensidad de turbulencia del viento.

Con la exportación del modelo general al software RWIND, se simulará un ensayo de túnel de viento, utilizando como guía lo establecido en la Norma IEC 61400-1.

7.2. MODELO DE VELOCIDAD DE VIENTO EXTREMA – NORMA IEC 61400-1

Como se muestra en la Figura 6.1, para el caso N°6 se deben analizar tres situaciones utilizando el modelo de velocidad extrema de viento (EWM) y una situación utilizando el modelo de turbulencia normal de viento (NTM). Esta última situación no se analizará debido a que corresponde a una condición normal de viento y escapa del alcance de este trabajo.

El modelo de velocidad extrema de viento (EWM), ya sea para condiciones estacionarias o turbulentas, debe estar basado en la velocidad de referencia V_{ref} , y una desviación estándar típica fijada σ_1 .

$$\sigma_1 = 0,11 \cdot V_{hub} \quad (7.1)$$

Para el caso estacionario, la velocidad de viento extrema con un periodo de recurrencia de 50 años (V_{e50}) y de 1 año (V_{e1}), se formulan en función de la altura z , y la velocidad de referencia V_{ref} utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50}(z) = 1,4 \cdot V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (7.2)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8 \cdot V_{e50}(z) \quad (7.3)$$

Para poder utilizar el modelo EWM estacionario la tolerancia para las desviaciones de las direcciones del viento medio en el corto plazo deben ser constantes asumiendo una desalineación de guiñada en el rango de +/- 15°.

Estudios específicos realizados en el norte neuquino (Palese y Lässig (2006), Lässig, Palese, Cogliati y otros (1999), Palese, Lässig y Labriola (2000)) describen al viento de la región como intenso y muy turbulento, con ráfagas por guiñada en tres minutos que exceden los 120° en el cambio de dirección del viento. Por lo tanto, en la zona de Auquinco no es posible utilizar el modelo estacionario EWM.

Entonces, se deberá utilizar el modelo EWM turbulento donde las velocidades medias del viento, promediadas en intervalos de 10 minutos, con periodos de recurrencia de 50 años y 1 año vienen dadas respectivamente por:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (7.4)$$

$$V_1(z) = 0,8 \cdot V_{50}(z) \quad (7.5)$$

El exponente de la ley de potencia expresada en la ecuación (7.4) tiene un valor de 0,11 debido a que la Norma IEC-61400-1 establece dicho exponente en función de estudios y mediciones de viento en el continente europeo.

Para representar la situación existente en Auquinco (norte neuquino) se utilizará como coeficiente de la ley de potencia un valor de 0,046, de acuerdo con los valores estudiados por Apcarian (2019). Por lo tanto, la ecuación (7.4) se modifica por:

$$V_{50}(z) = V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,046} \quad (7.6)$$

Con estas dos ecuaciones se construyen los perfiles de viento que se utilizarán en el programa RWIND para analizar el flujo de viento y obtener las cargas de viento correspondientes:

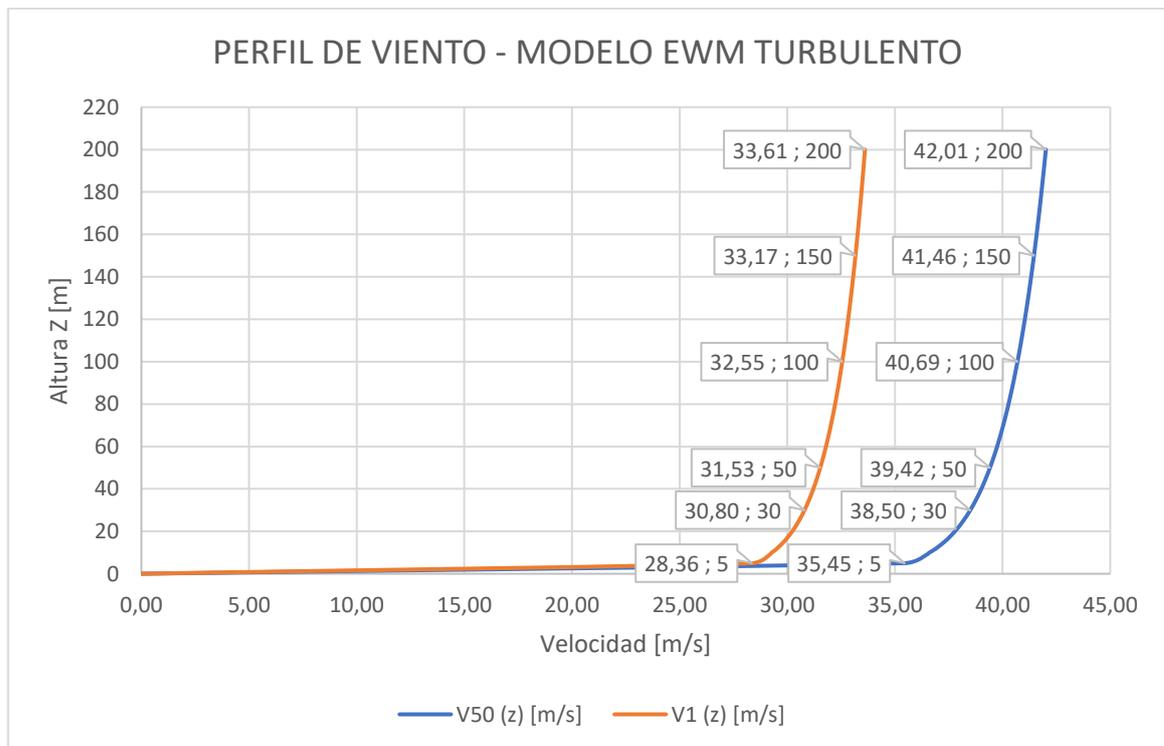


Figura 7.1 – Perfil de Viento para Auquinco, según el Modelo EWM Turbulento. (Elaboración propia)

Como se puede observar en la Figura 7.1, el perfil con un año de recurrencia tiene menores valores de velocidad de viento que el perfil con 50 años de recurrencia, lo que conllevaría a una carga menor sobre el aerogenerador. Por lo tanto, para el presente trabajo se efectuará un análisis únicamente con el perfil de viento que posee una recurrencia de 50 años, ya que se considera como situación más desfavorable.

7.3. PERFIL DE INTENSIDAD DE TURBULENCIA

La intensidad de turbulencia se define como el cociente entre el desvío estándar de la velocidad del viento, σ_u sobre la velocidad media $u(z)$.

La turbulencia influye en la producción de energía de las turbinas eólicas conduciendo a mayores rendimientos, así como en el aumento de las cargas de viento. La misma en la capa límite atmosférica se genera por cizalla o por inestabilidad térmica. La cizalla se define como la variación en la velocidad del viento que se produce a lo largo de una dirección perpendicular a la dirección del viento y que tiende a ejercer una fuerza de giro. Mientras que para velocidades de viento más bajas la producción térmica de la turbulencia es dominante, se vuelve casi insignificante para altas velocidades del viento en comparación con la producción por cizalla. La producción por cizalla es proporcional a la rugosidad de la superficie.

La intensidad de turbulencia disminuye con la altura, haciendo más uniforme al perfil de viento. Para representar la intensidad de turbulencia se construyó un perfil a partir de los datos medidos in situ, a 10 y 30 metros, utilizando un software especializado, el cual permitió obtener una aproximación del perfil a través de una función exponencial. (Figura 7.2).

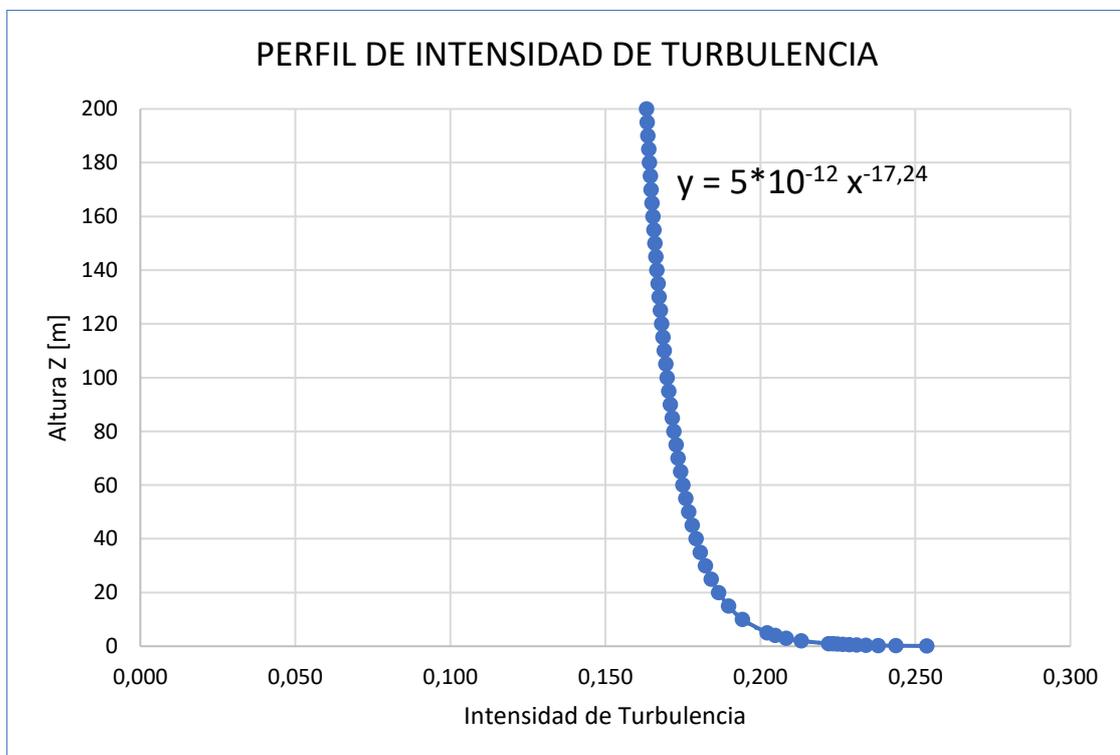


Figura 7.2 – Perfil de intensidad de turbulencia. (Elaboración propia)

7.4. CONFIGURACIÓN DEL TÚNEL DE VIENTO EN RWIND

RWIND es un software de simulación de fluido-dinámico computacional (CFD), que permite resolver las ecuaciones del flujo del viento sobre cualquier tipo de estructura en un túnel de viento virtual. Como resultado del proceso de simulación, se generan cargas de viento específicas para el software RFEM.

El programa RWIND utiliza el método RANS (Reynold's Average Navier Stoke Equations) donde las variables de flujo, como la velocidad o presión, se descomponen en componentes medios (promediados) y componentes fluctuantes. En otras palabras, las ecuaciones que rigen el movimiento de los fluidos se promedian, lo que resulta en un conjunto modificado de las ecuaciones originales de Navier-Stokes que son computacionalmente menos laboriosas de resolver. Esas ecuaciones son denominadas “ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds” (RANS).

En el Software RWIND se introducen como datos de entrada, el conjunto de torre y aerogenerador modelado en el software RFEM, el perfil de viento y el perfil de intensidad de turbulencia analizados en los apartados anteriores.

Además, para la turbulencia, el programa RWIND brinda dos posibles métodos para describir el fenómeno físico de la turbulencia: el método K-Epsilon y el método K-Omega. Se eligió el método K-Omega para la simulación, ya que es un modelo de turbulencia más completo y superior al K-Epsilon. El método K-Omega intenta predecir la turbulencia mediante dos ecuaciones diferenciales parciales de dos variables, k y ω , siendo la primera variable la energía cinética de turbulencia y, la segunda, la razón específica de disipación de energía cinética.

RWIND posee un algoritmo que permite ajustar el tamaño del túnel de viento según el tamaño del objeto que se ensaye. Las dimensiones de dicho túnel se muestran a continuación.

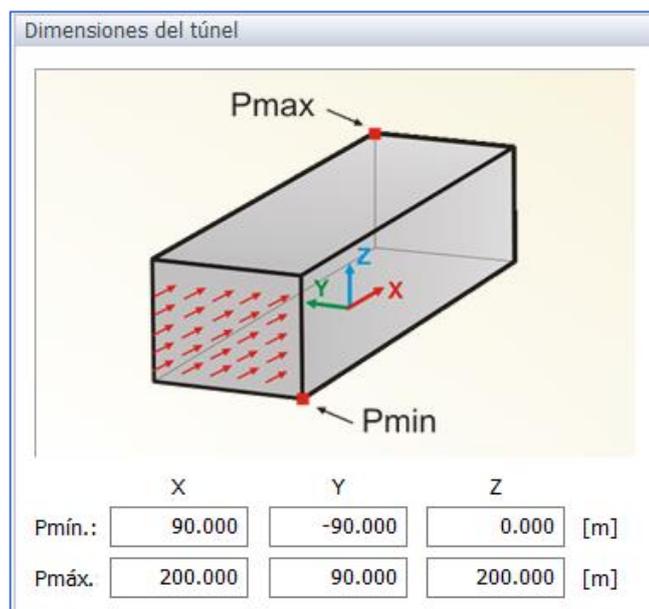


Figura 7.3 – Dimensiones del túnel de viento utilizado para simulación en el software RWIND. (Elaboración propia)

El programa permite realizar una densificación de la malla de elementos finitos en el túnel. Sin embargo, no permite establecer la región en donde se quiera hacer el refinamiento del mallado. RWIND aplica una densidad de mallado alrededor del modelo que se controla por un porcentaje de referencia prefijado por un algoritmo interno del programa.

Se utiliza una densidad del mallado del 20%, valor por defecto, con el cual se obtienen buenas aproximaciones sin exigir al hardware utilizado. Tal y como se observa en la Figura 7.4, en los contornos de la torre, la malla del túnel es más densa.

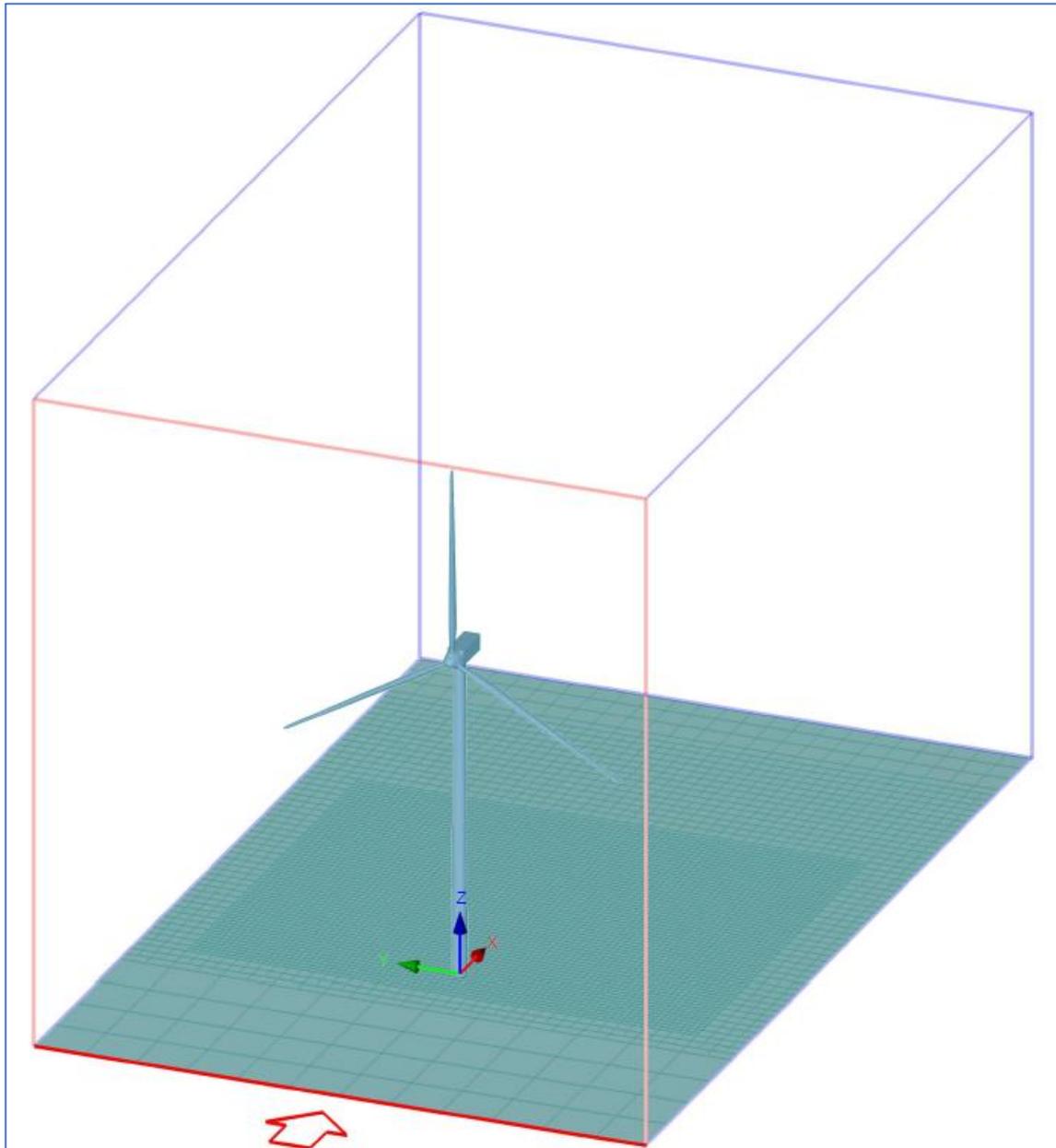


Figura 7.4 – Malla de elementos finitos en el túnel de viento en RWIND. (Elaboración propia)

Cabe destacar que el modelo introducido del conjunto torre, góndola y rotor, se considera para el programa RWIND como un modelo rígido y liso.

7.5. RESULTADOS OBTENIDOS EN RWIND

7.5.1. CAMPO DE VELOCIDADES

Se puede observar en la Figura 7.5 que a sotavento de la torre la velocidad del viento disminuye con la altura. Esta ralentización del viento refleja la forma de una estela a sotavento, cuya longitud es variable con la altura de la torre.

Se consideró como estela visible a la disminución de la velocidad del viento por debajo de los 30 m/s. Teniendo ese criterio, la mayor longitud de la estela es de aproximadamente 115 metros. Si se considera el diámetro externo inferior de la torre de 4 metros, la estela abarca aproximadamente unos 29 diámetros de longitud.

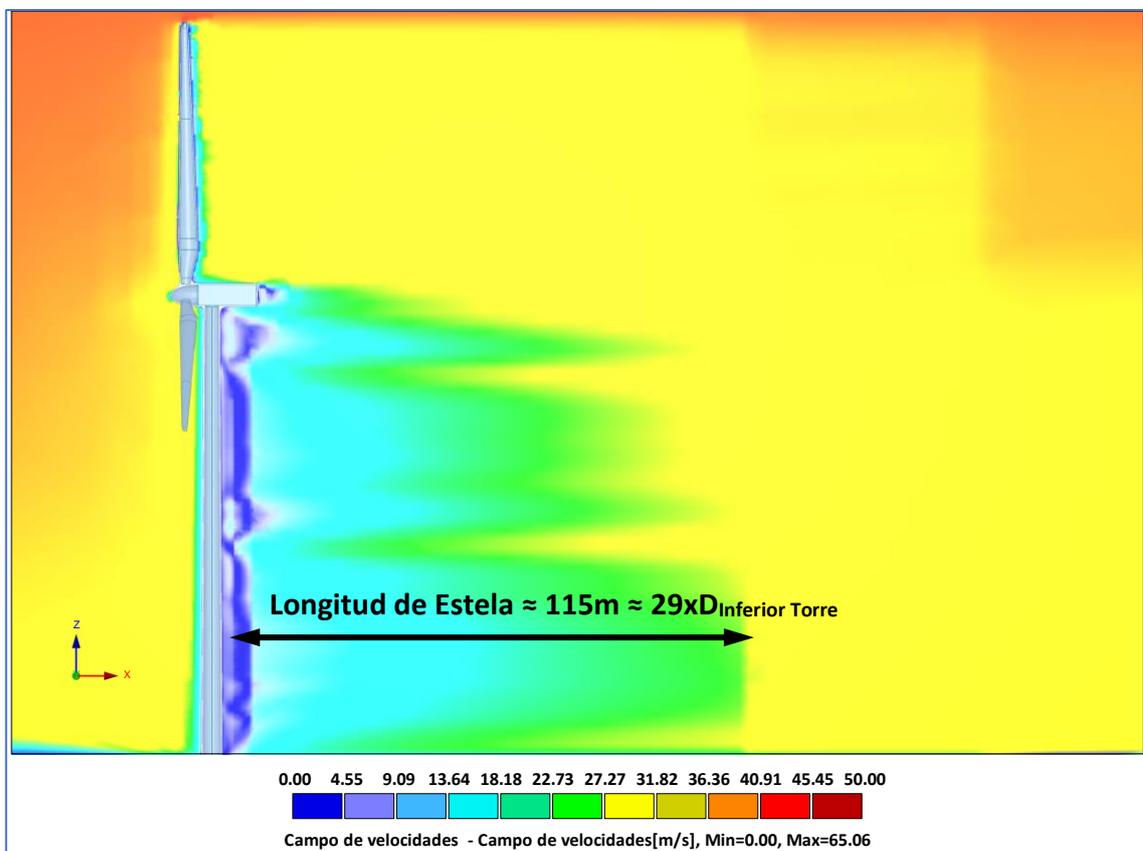


Figura 7.5 – Visualización de la estela a sotavento – Vista lateral. (Elaboración propia)

En las Figuras 7.6 y 7.7, se realizó un corte en el plano horizontal en las alturas de 30 y 50 metros, donde la máxima longitud de estela que puede apreciarse es de 115 metros y de 95 metros, respectivamente.

Considerando el diámetro externo inferior de la torre de 4 metros, la estela abarca aproximadamente unos 29 diámetros de longitud para los 30 metros de altura y unos 24 diámetros de longitud para los 50 metros.

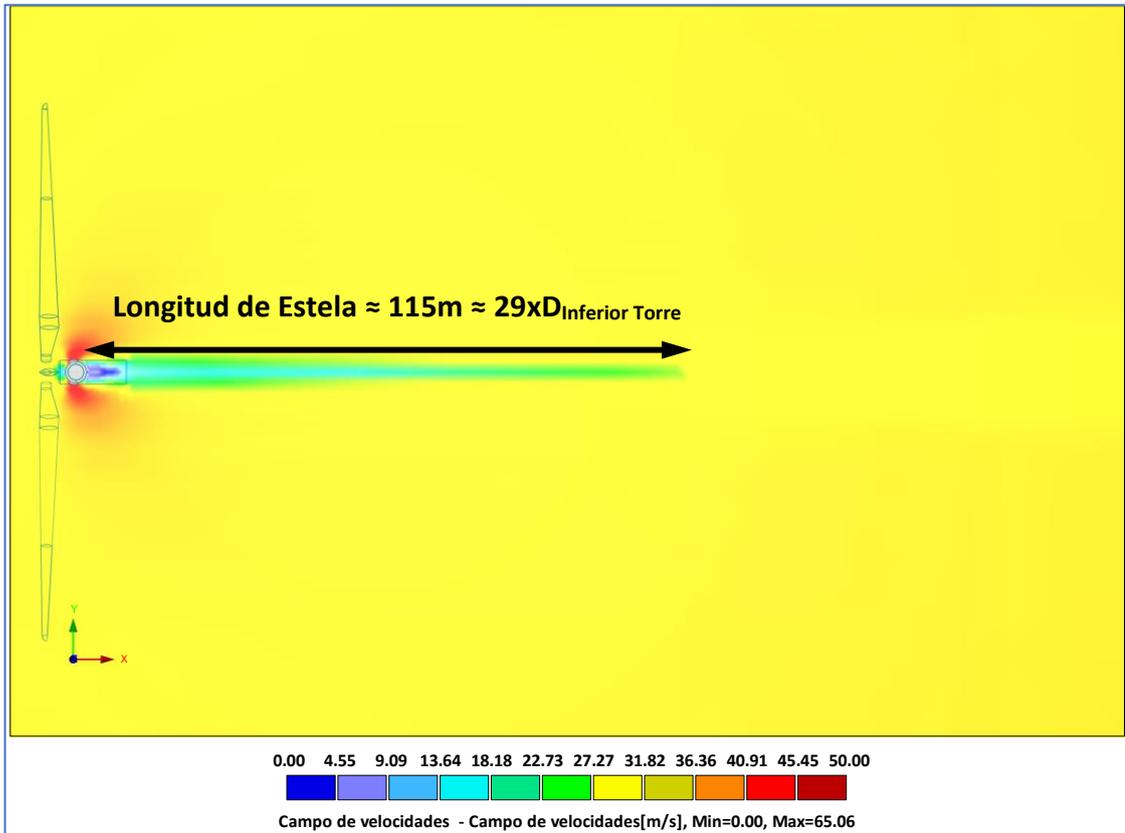


Figura 7.6 – Visualización de la estela a una altura de 30 metros – Vista superior. (Elaboración propia)

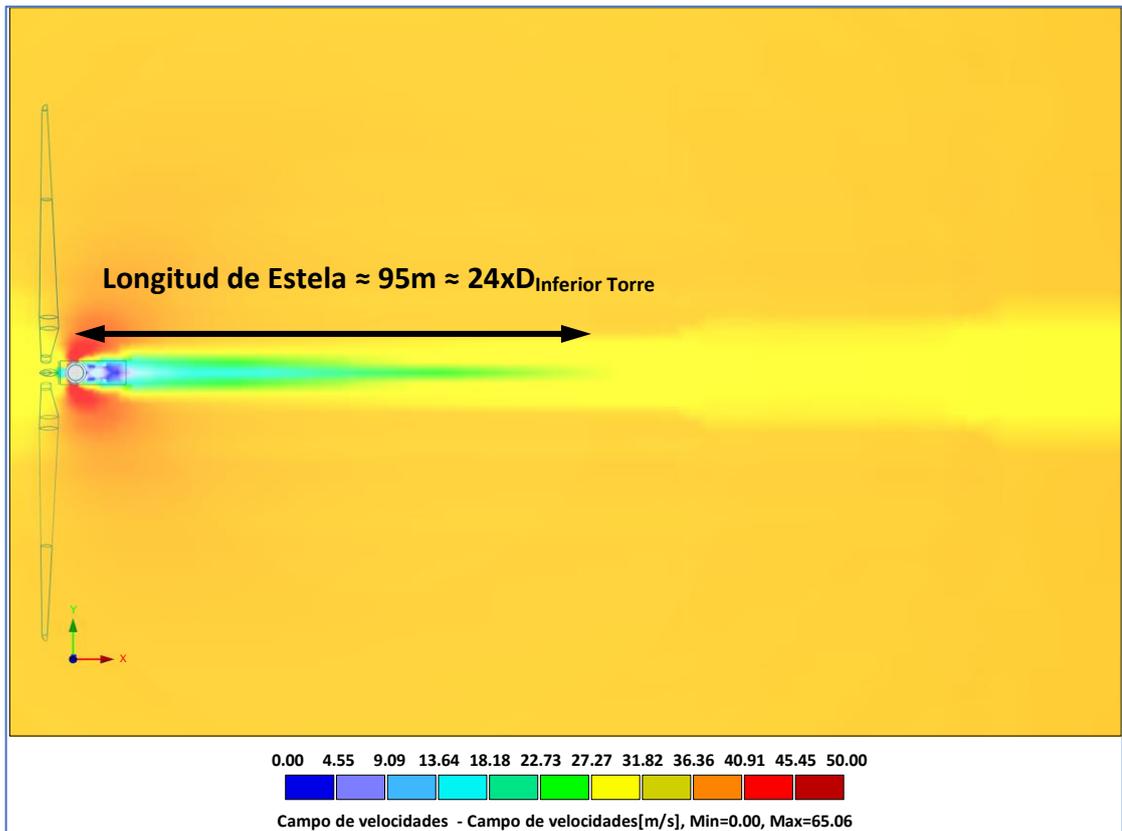


Figura 7.7 – Visualización de la estela a una altura de 50 metros – Vista superior. (Elaboración propia)

7.5.2. TURBULENCIA – CAMPO K-OMEGA

En la Figura 7.8 se presenta la energía cinética turbulenta k en la estela a sotavento de la torre, donde se visualiza que la misma alcanza una extensión de aproximadamente 164 metros en el extremo superior de la torre. Considerando el diámetro externo inferior de la torre de 4 metros, la extensión de la energía cinética turbulenta k abarca aproximadamente unos 41 diámetros de longitud. También se observa que hay dos alturas predominantes en las que se presenta turbulencia en la estela y que tienen aproximadamente la misma extensión (164 metros). Dichas alturas son los 50 y 90 metros.

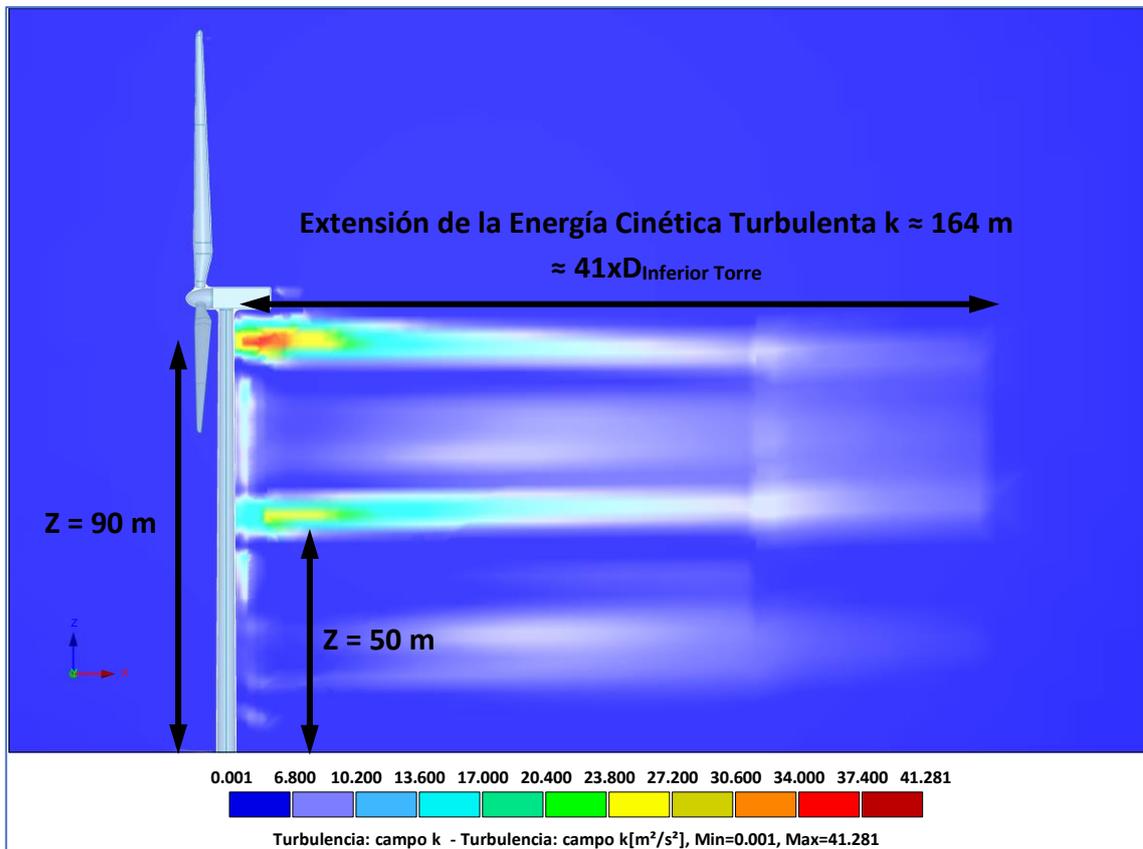


Figura 7.8 – Visualización de la energía cinética turbulenta k en la estela a sotavento de la torre – Vista lateral.
(Elaboración propia)

En las Figuras 7.9 y 7.10, se realizó un corte en el plano horizontal en las alturas de 50 Y 90 metros, ya que son los dos planos donde se presentan las mayores concentraciones de energía cinética turbulenta.

En los 50 metros de altura, el máximo valor registrado de k es de 23 m²/s², a unos 6 metros a sotavento de la torre, mientras que para los 90 metros de altura se tiene un valor máximo de k de 40 m²/s² a una distancia de 5 metros a sotavento de la torre.

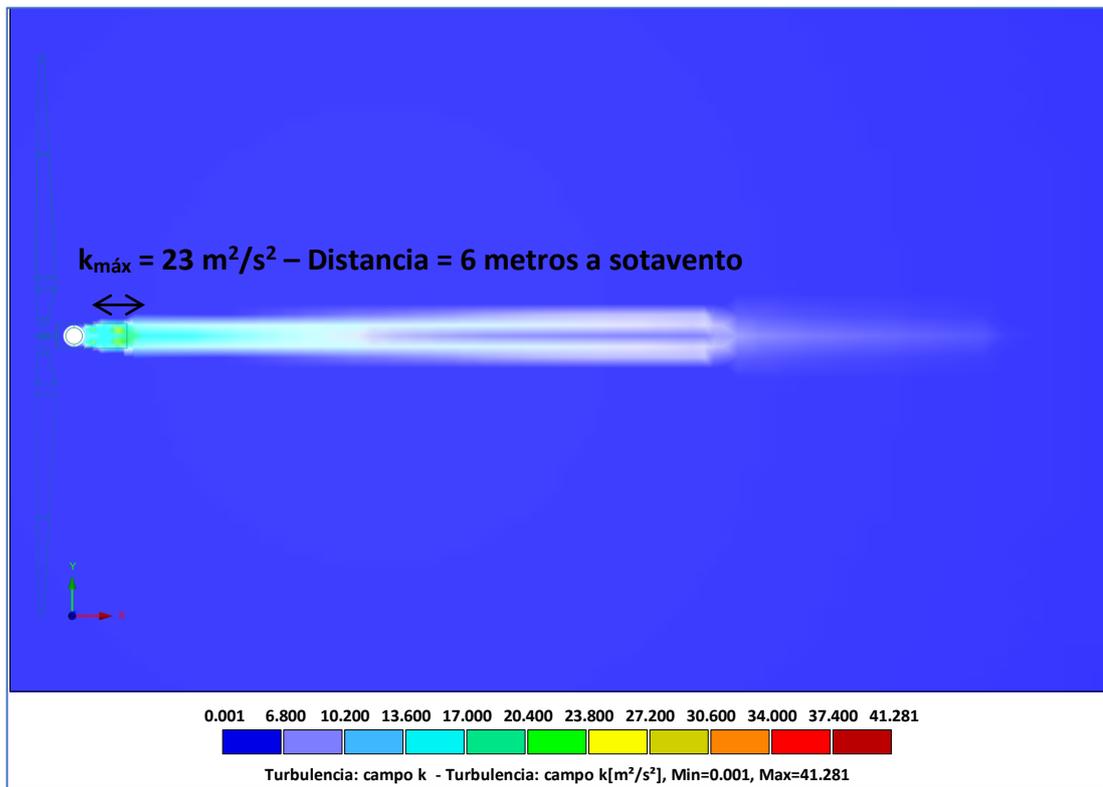


Figura 7.9 – Visualización de la energía cinética turbulenta k a una altura de 50 metros – Vista superior. (Elaboración propia)

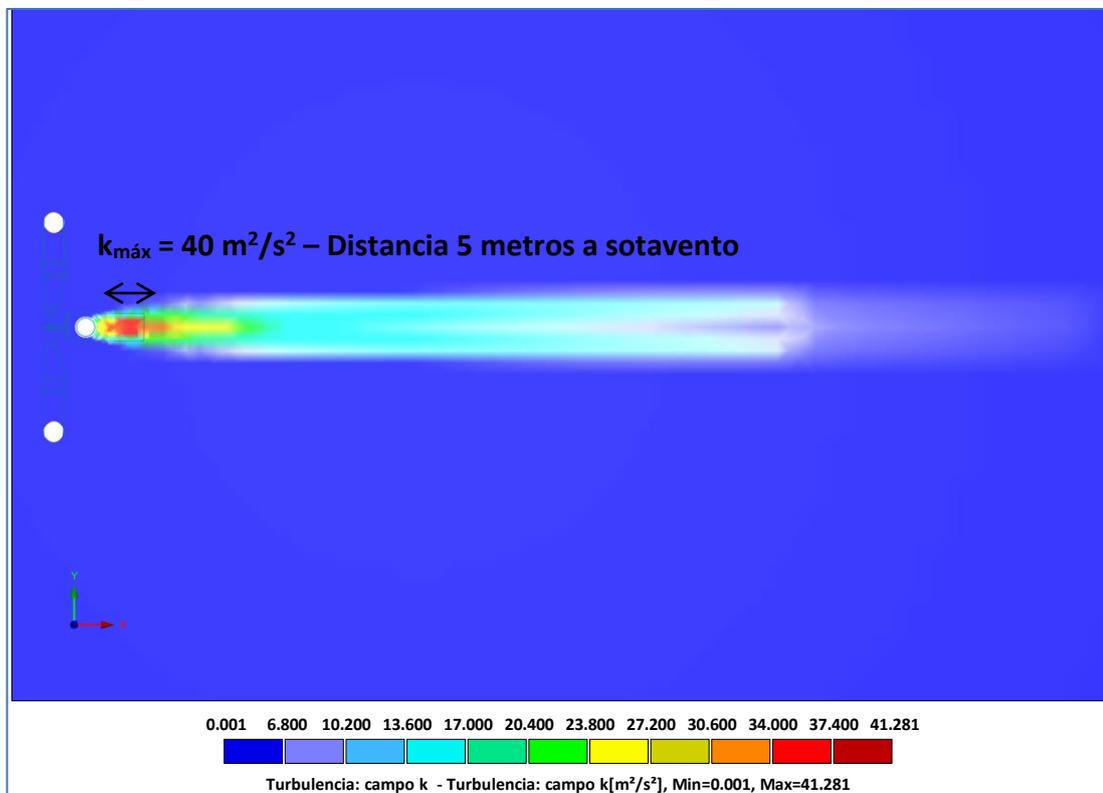


Figura 7.10 – Visualización de la energía cinética turbulenta k a una altura de 90 metros – Vista superior. (Elaboración propia)

7.5.3. VECTORES DE VELOCIDAD

Para una visualización más detallada de la velocidad, la Figura 7.11 refleja los vectores de velocidad a sotavento en toda la longitud de la torre, pudiendo distinguirse la dirección de los mismos además de su magnitud. A sotavento de la torre, se observa que los vectores de velocidad varían su dirección de manera ascendente y descendente en toda su altura, y en una extensión aproximada de 2 veces el diámetro inferior de la torre (8 metros).

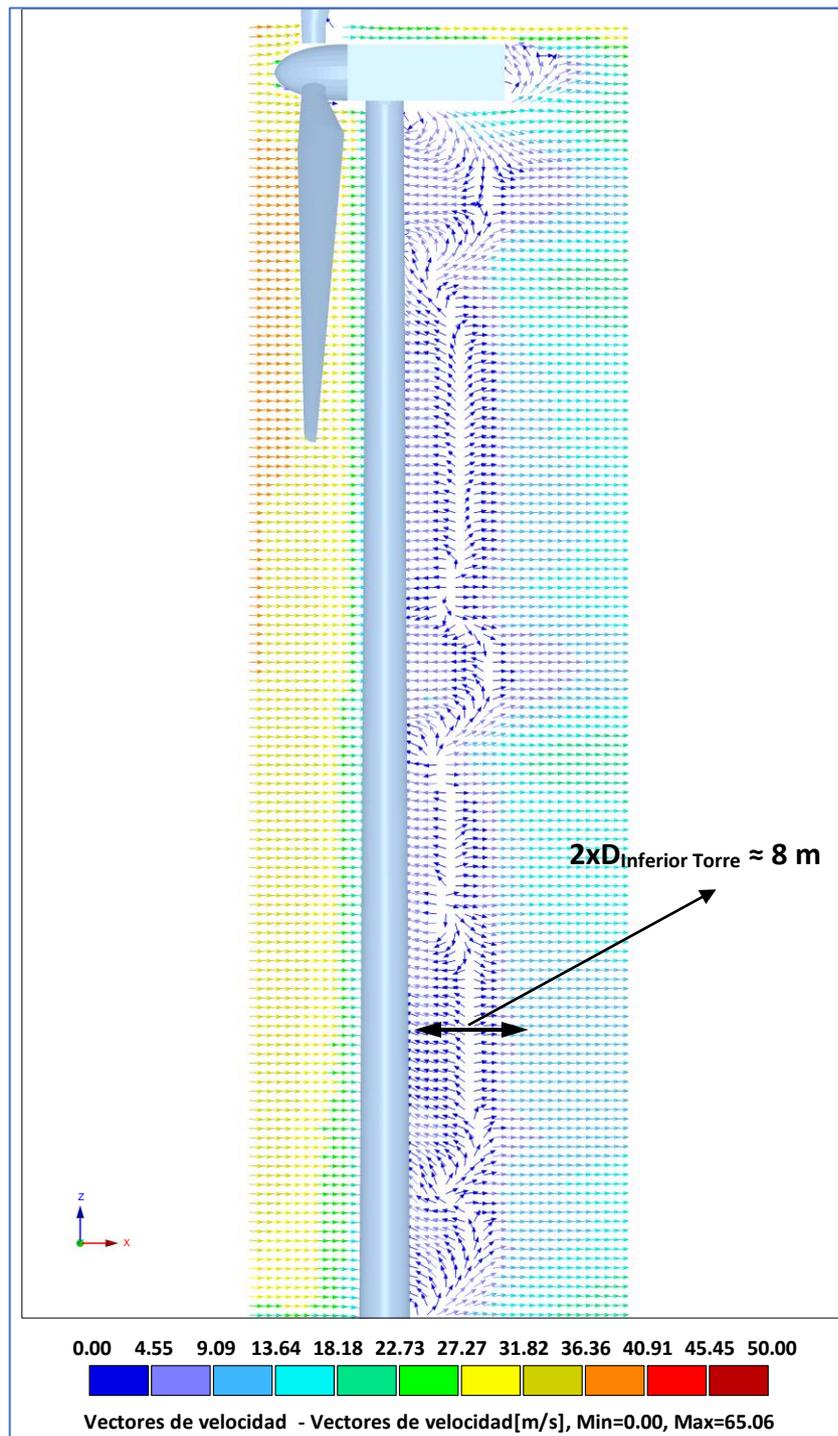


Figura 7.11 - Visualización de los vectores de velocidad a sotavento de la torre. (Elaboración propia)

7.5.4. COEFICIENTE DE PRESIÓN C_p Y PRESIÓN SUPERFICIAL

El coeficiente de presión C_p es un número adimensional que describe la presión relativa a través de un campo de flujo en dinámica de fluidos. Cualquier punto inmerso en el flujo de un fluido tiene su propio y único coeficiente de presión C_p . Este coeficiente es muy útil para estudiar fluidos incompresibles como el aire o el agua, y puede ser utilizado para calcular y estimar las presiones sobre una estructura determinada.

Del ensayo efectuado con RWIND se obtuvieron los coeficientes de presión C_p y las presiones en la superficie de toda la torre. Se recopilaron los datos en puntos ubicados sobre el eje de la superficie de la torre a barlovento, sotavento y en el lateral. Dichos puntos se ubicaron estableciendo planos horizontales cada 10 metros aproximadamente hasta el final de la torre (unión torre-góndola).

En la Figura 7.12 se muestra la variación del coeficiente de presión C_p con la altura en la superficie de la torre. En dicha figura se observa que:

- A barlovento la torre está expuesta a presión en la superficie, y los valores del coeficiente de presión C_p aumentan con la altura. El máximo valor del C_p se registra a una altura de 90 metros. ($C_p = 0,921$).
- A sotavento la torre experimenta succión en la superficie, y el coeficiente de presión C_p también aumenta con la altura. El valor máximo del C_p se registra a una altura de 97,5 metros, justo en la unión de la torre con la góndola. ($C_p = - 0,466$).
- En los laterales, la torre experimenta succión en la superficie. Aquí, el coeficiente de presión C_p aumenta con la altura, y se observa que los valores del mismo son incluso mayores que los C_p registrados a sotavento. El valor máximo del C_p se registra a una altura de 80 metros. ($C_p = - 1,418$).

En la Figura 7.13 se muestra la variación de la presión superficial con la altura en la superficie de la torre. En dicha figura se observa que:

- A barlovento, los valores de la presión superficial aumentan con la altura. El máximo valor de presión es de 0,921 KPa y se corresponde a una altura de 90 metros.
- A sotavento, los valores de la presión superficial también aumentan con la altura. El máximo valor de presión es de - 0,494 KPa y corresponde a una altura 97,5 metros.
- En los laterales, la presión aumenta con la altura, y los valores de presión registrados son mayores que los registrados a sotavento. La máxima presión superficial es de - 1,502 KPa y se corresponde con una altura de 80 metros.

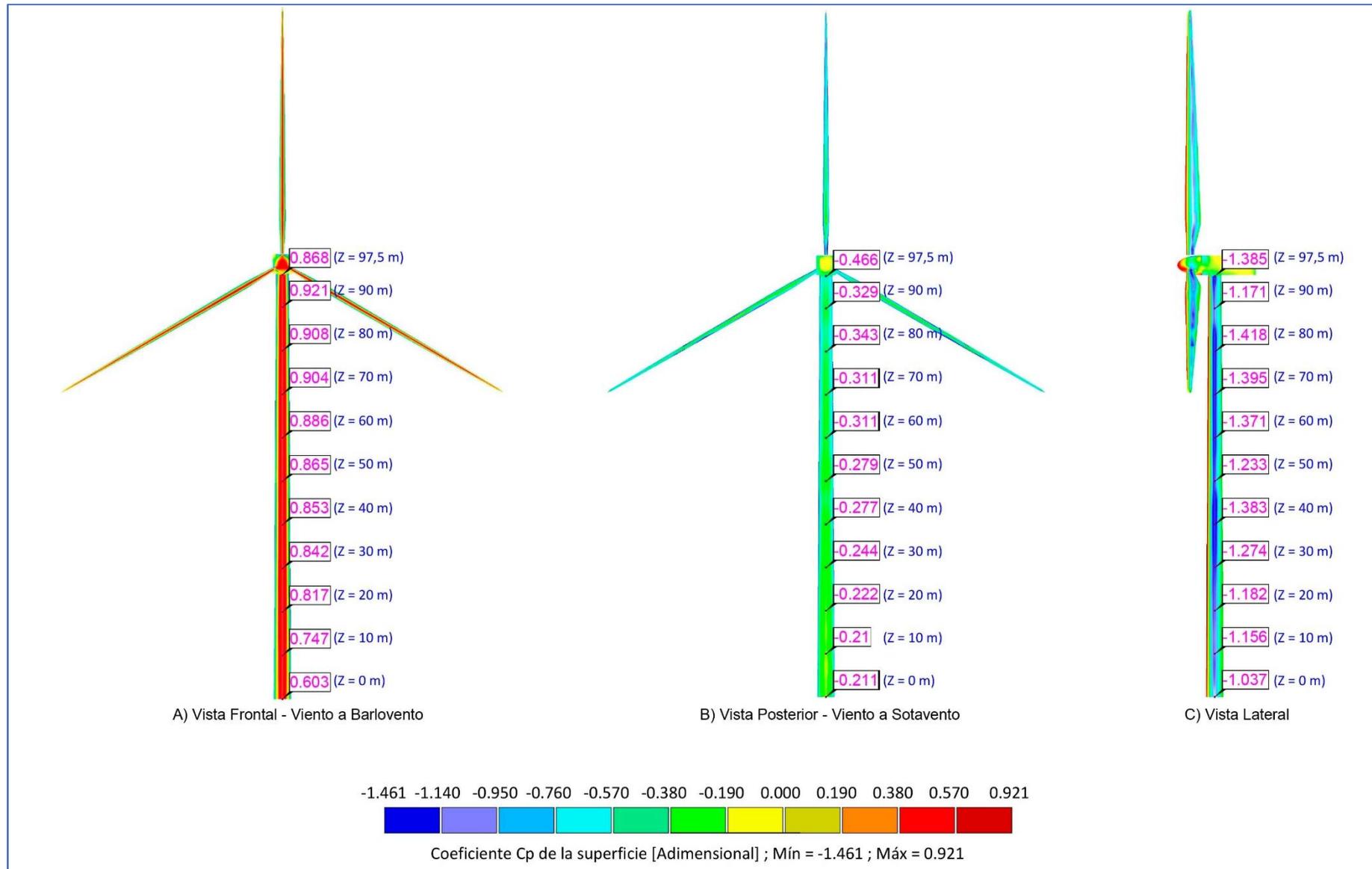


Figura 7.12 – Variación del coeficiente de presión Cp con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)

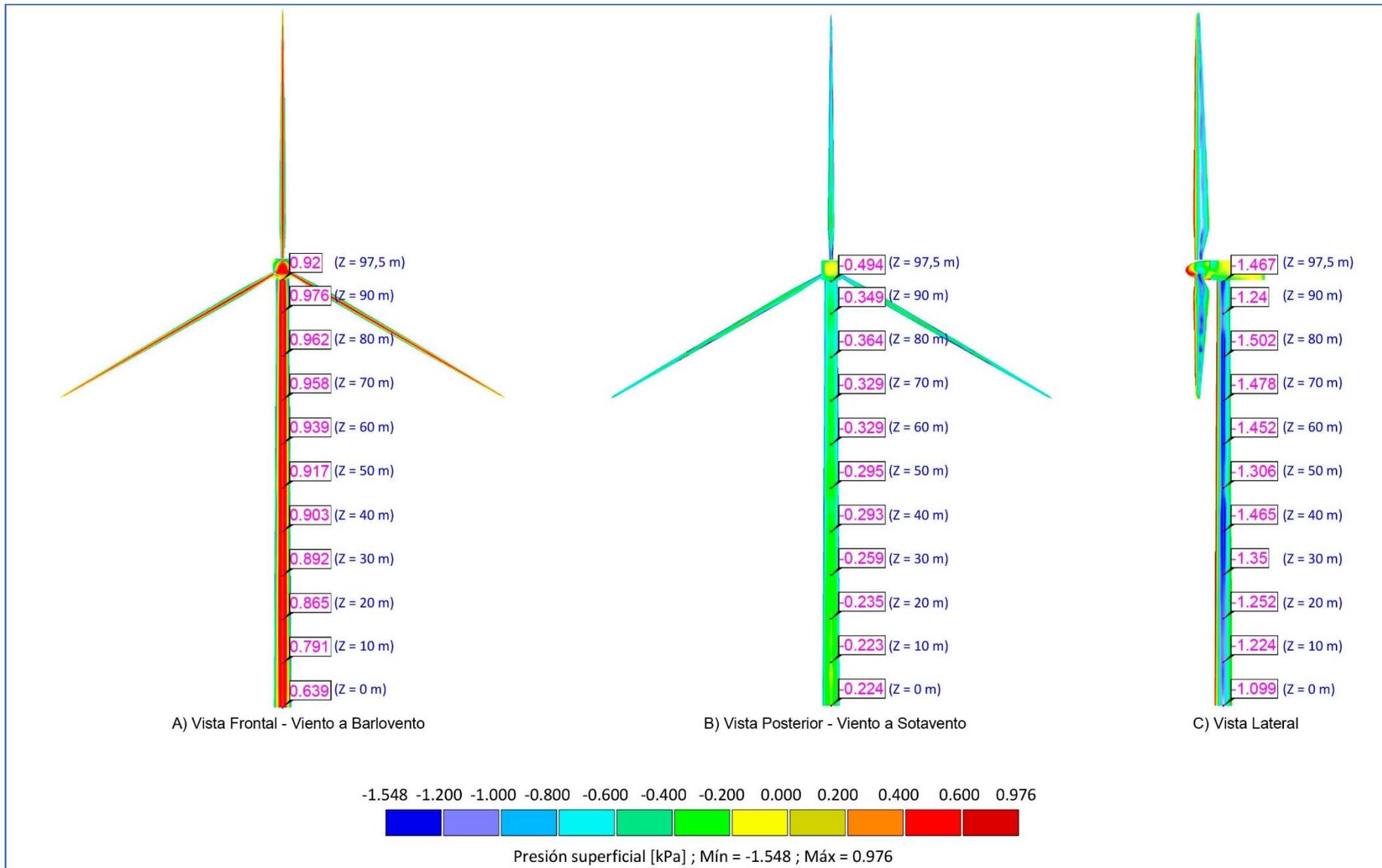


Figura 7.13 – Variación de la presión superficial con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)

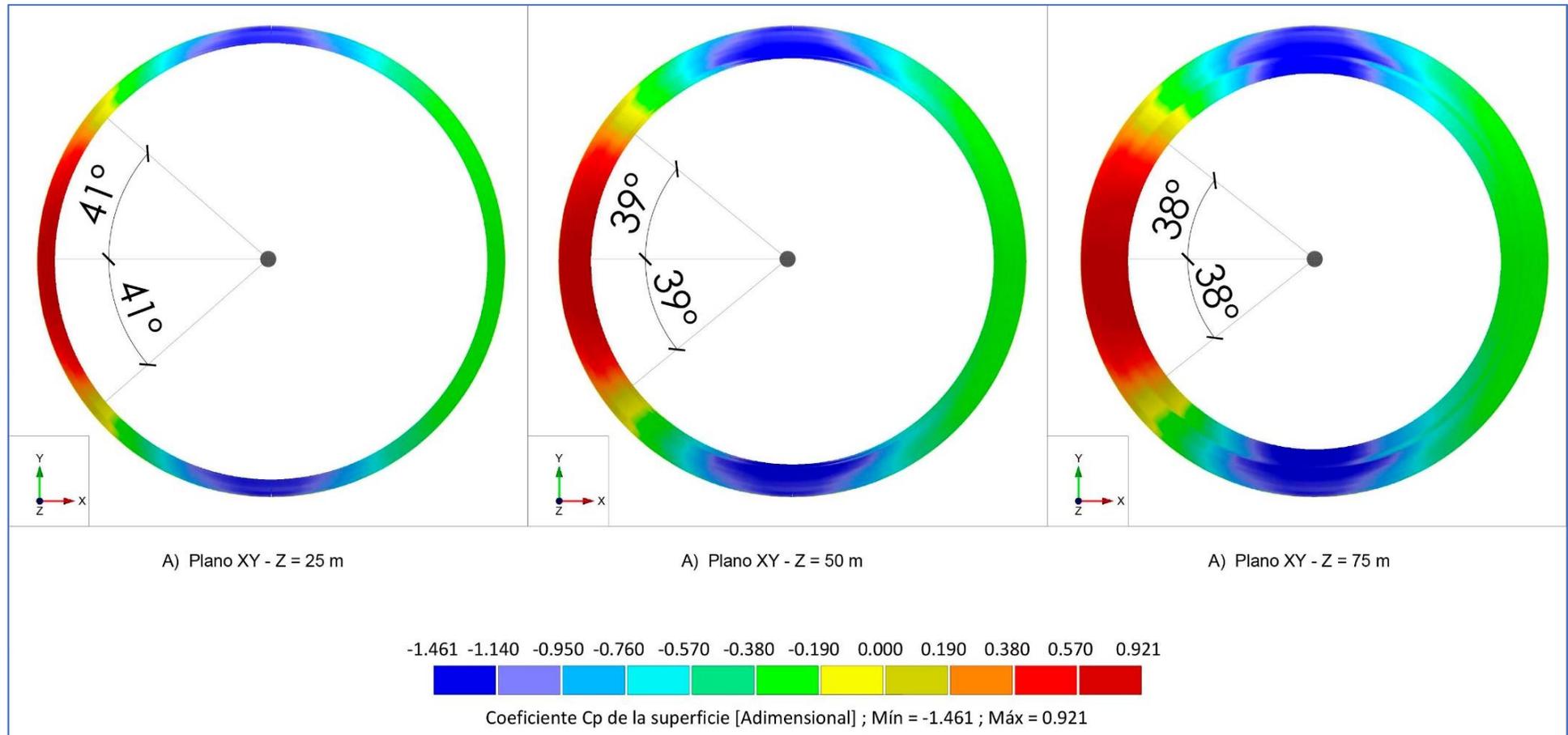


Figura 7.14 – Variación del cambio de zona de presión a zona de succión con la altura en la superficie de la torre. (Elaboración propia)

En la Figura 7.14 se presenta la variación del cambio de zona de presión a zona de succión con la altura en la superficie de la torre. Se efectuaron cortes en el plano XY para las alturas de 25 metros, 50 metros y 75 metros. En dicha figura se observa que:

- Para una altura de 25 metros el cambio de zona de presión a zona de succión se obtiene en un ángulo de 41° respecto del flujo incidente.
- Para una altura de 50 metros el cambio de zona de presión a zona de succión se obtiene en un ángulo de 39° respecto del flujo incidente.
- Para una altura de 75 metros el cambio de zona de presión a zona de succión se obtiene en un ángulo de 38° respecto del flujo incidente.

Ese cambio de zona de presión a zona de succión, en cualquiera de las alturas mostradas, indica el punto donde ocurre el cambio de signo de la carga de viento.

7.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE RWIND

Los resultados obtenidos de presiones superficiales y coeficientes de presión C_p se consideran buenas primeras aproximaciones. De hecho, se efectuaron 600 iteraciones con un error relativo de 0,001 como criterio de convergencia.

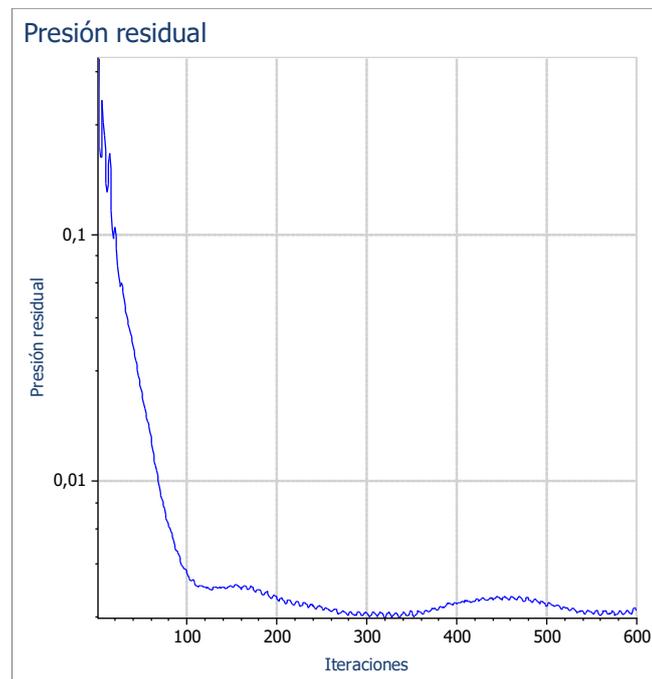


Figura 7.15 – Presión Residual en RWIND. (Elaboración propia)

El fenómeno del desprendimiento de vórtices resulta de suma importancia ya que los mismos pueden inducir oscilaciones en las torres sometiéndolas a un elevado número de ciclos de carga fatigando al material. La fatiga puede provocar el colapso de la estructura antes de que ésta llegue a alcanzar su capacidad de carga última.

A pesar de numerosas investigaciones, los mecanismos de desprendimiento de vórtices no están del todo definidos, aún para cilindros de sección constante, y especialmente para altos números de Reynolds. (Apcarian, 2019)

El desprendimiento de vórtices depende del número de Reynolds (Re). La Tabla 7.1 muestra los distintos regímenes, clasificados según el número de Reynolds, de un flujo alrededor de un cilindro circular de superficie lisa. En dicha figura se aprecia que para el rango $40 < Re < 150$ comienza a generarse un desprendimiento de vórtices, los cuales se encuentran estacionarios para números de Reynolds más bajos. Dicho desprendimiento de vórtices se vuelve a dar para número de Reynolds más altos. El desprendimiento de vórtices da lugar a un fenómeno conocido como calle de Von Kármán.

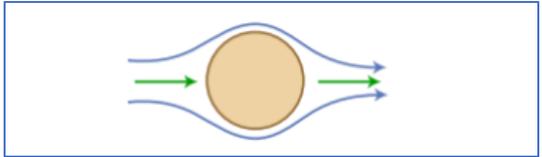
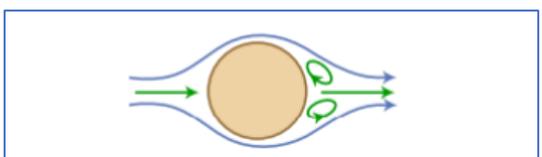
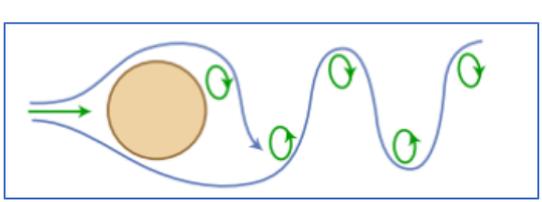
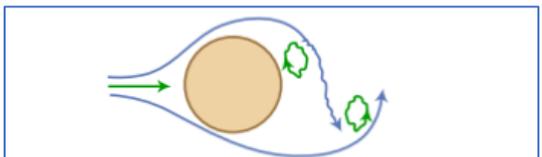
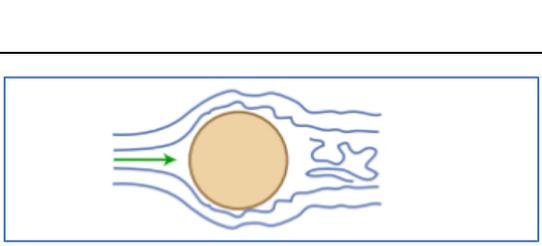
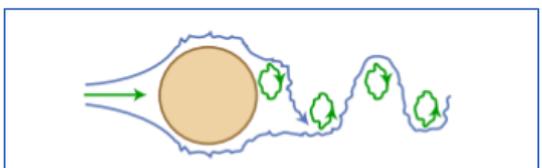
A)		$Re < 5$	El flujo no se desprende de la estructura
B)		$15 < Re < 40$	Aparece un par fijo de vórtices de Föppl en la estela.
C)		$40 < Re < 150$	La calle de vórtices es laminar.
D)		$150 < Re < 300$	Rango de transición a vórtices turbulentos.
E)		$300 < Re < 3 \times 10^5$	La calle de vórtices es completamente turbulenta.
F)		$3 \times 10^5 < Re < 3,5 \times 10^6$	La capa límite laminar pasa a turbulenta y la estela es más delgada y desorganizada.
G)		$Re > 3,5 \times 10^6$	Restablecimiento de la calle de vórtices turbulenta.

Tabla 7.1 – Regímenes de flujo alrededor de estructuras cilíndricas circulares. (Adaptado de Apcarian 2019)

El número de Reynolds se calcula con la siguiente expresión:

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (7.7)$$

Donde:

- ρ : densidad del fluido. [Kg/m³]
- V : velocidad del flujo. [m/s]
- D : diámetro. [m]
- μ : viscosidad dinámica. [Pa.s]
- ν : viscosidad cinemática. [m²/s]

Reemplazando los valores correspondientes utilizados en la simulación efectuada en RWIND, y considerando el diámetro inferior de 4 metros de la torre modelada se tiene:

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu} = \frac{40,69 \text{ m/s} \cdot 4 \text{ m}}{1,5 \cdot 10^{-5}} \Rightarrow Re = 10,85 \cdot 10^6 \quad (7.8)$$

Por lo tanto, con este número de Reynolds se tiene la situación “G” de la Tabla 7.1, es decir, se tiene un régimen turbulento con una calle de vórtices turbulenta en la estela de la torre. Sin embargo, la precisión del programa RWIND no permitió la visualización del tipo de formaciones vorticosas del tipo Von Kármán en la estela a sotavento de la torre. Se intentó refinar el mallado del túnel del viento y el contorno de la torre, con el objetivo de poder observar vórtices, pero aun así, no se logró distinguir diferencias con el modelo de mallado menos refinado.

Esto puede deberse a que el software RWIND utiliza el método RANS (Reynold's Average Navier Stoke Equations), el cual presenta una gran simplificación de las ecuaciones de Navier-Stokes y permite reducir el coste computacional pero se pierde mucha información contenida en las ecuaciones originales de Navier-Stokes. Para poder visualizar el desprendimiento de vórtices, es necesario realizar un análisis transitorio del tipo LENS (Large Eddy Navier Stoke Equations) el cual conlleva un gran coste computacional.

De todas maneras, cabe destacar que en las Figuras 7.8, 7.9 y 7.10 pudo observarse la energía cinética turbulenta k a diferentes alturas a sotavento de la torre. Esta energía puede considerarse como la energía producida por los vórtices. De esta forma, si bien no se visualizan los vórtices perfectamente, se detecta mediante la energía cinética turbulenta la presencia de los mismos en la estela de la torre.

Apcarian (2019) ensayó en túnel de viento físico un modelo de torre de 80 metros de altura, diámetro superior de 2,36 m y diámetro inferior de 4,18 m, con los datos de la estación de Auquinco, y tomó mediciones en la mitad de la torre (Figura 7.16). Los ensayos se realizaron para varios números de Reynolds y con distinta posición del rotor.

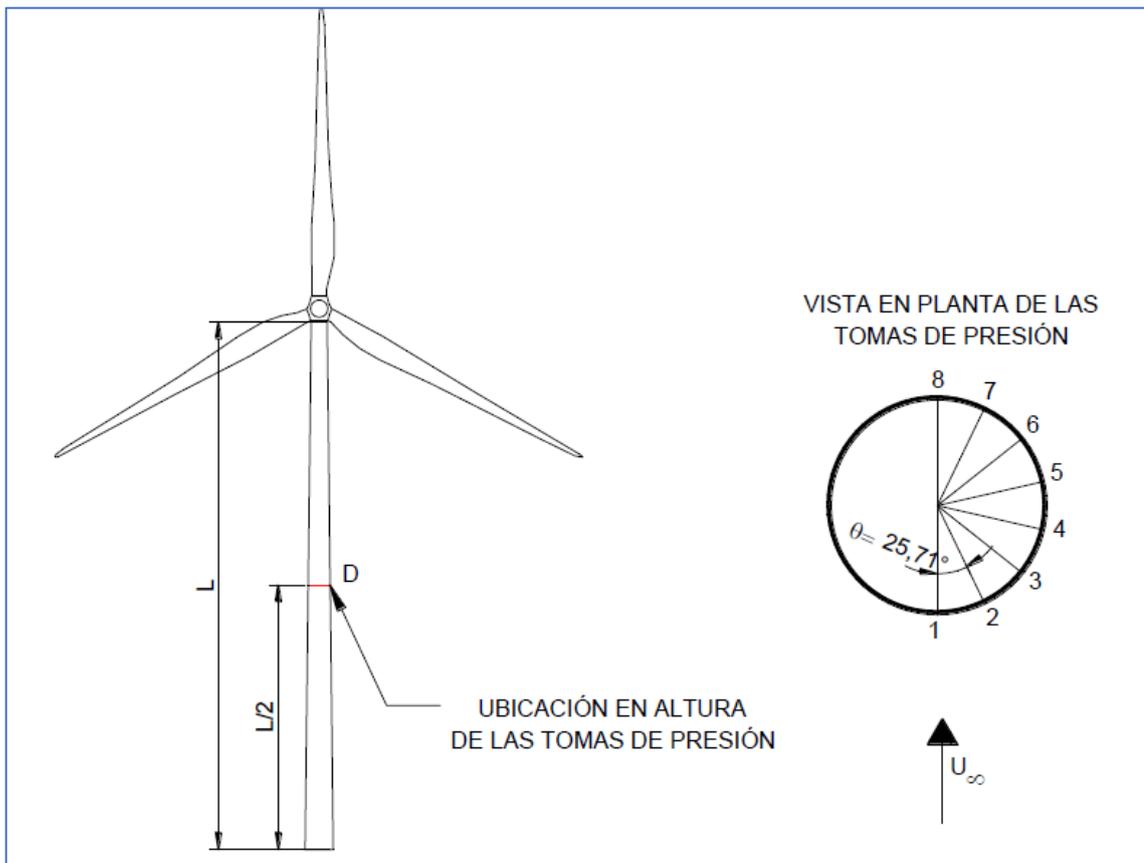


Figura 7.16 – Modelo ensayado y ubicación de las tomas de presión en el trabajo de Apcarian 2019. (Apcarian, 2019)

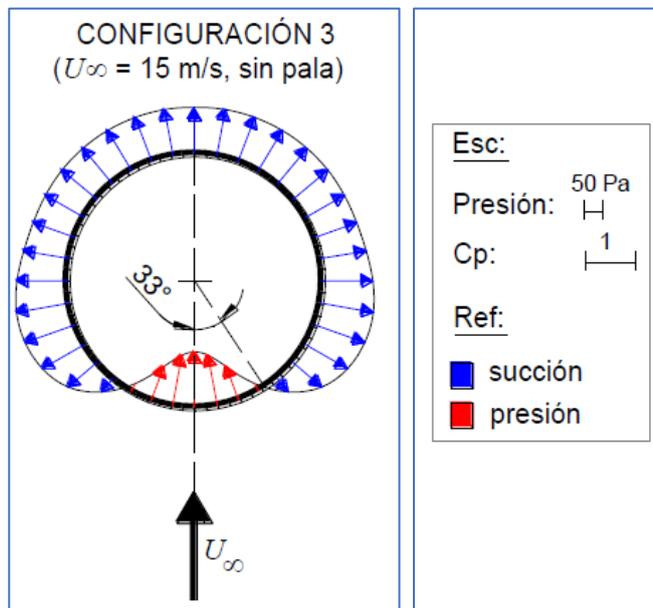


Figura 7.17 – Estimación gráfica de la distribución de presiones en la sección transversal para $Re = 4,37 \times 10^4$ con la misma posición del rotor en este trabajo. (Apcarian, 2019)

Tomando el ensayo con el Reynolds más cercano al de este trabajo ($Re = 4,37 \times 10^4$ en el trabajo de Apcarian (2019)) y con la misma posición del rotor (Figura 7.17), puede realizarse una comparación entre los coeficientes de presión obtenidos a la mitad de la torre. Se observa que:

- Las presiones superficiales y el coeficiente de presión C_p a la mitad de la torre son semejantes en distribución entre ambos trabajos.
- En ambos trabajos, la succión a sotavento es inferior en magnitud a la que experimenta la torre en sus laterales. (Ver Figura 7.13).
- La zona de succión para la mitad de la torre (50 metros) ensayada en el presente trabajo comienza a unos 39° respecto del flujo incidente, mientras que para los estudios de Apcarian (2019) la zona de succión comienza a los 33° respecto al flujo incidente. Esto implica una diferencia del 18% aproximadamente, pero dado que los modelos utilizados no son exactamente iguales se considera que a pesar de esta diferencia el comportamiento del flujo en ambos casos es análogo. (Ver Figura 7.17)
- Para el presente trabajo, se tiene una diferencia notable entre los coeficientes de presión C_p obtenidos en los laterales y a sotavento, mientras que en el trabajo de Apcarian (2019) para la misma situación no se aprecia gran diferencia de los valores de los coeficientes de presión C_p . (Ver Tabla 7.2)

N° de Toma	Posición Angular [°]	Para un $Re = 4,37 \times 10^4$	
		Presión [Pa]	C_p
1	0,00	154,00	0,96
2	25,70	57,80	0,36
3	51,40	-109,00	-0,68
4	77,10	-147,00	-0,91
5	102,90	-124,00	-0,77
6	128,60	-125,00	-0,78
7	154,30	-129,00	-0,80
8	180,00	-128,00	-0,80

Tabla 7.2 – Coeficientes C_p y presiones obtenidos por Apcarian (2019) para un $Re = 4,37 \times 10^4$. (Apcarian, 2019)

8. COMPORTAMIENTO ESTRUCTURAL DE LAS TORRES

Una vez efectuada la simulación del túnel de viento en RWIND, se trasladan las cargas de viento obtenidas al software RFEM. Aquí, se ingresan los casos de cargas analizados en el apartado 6.3 y se definen los materiales y espesores para cada uno de los casos de estudio propuestos en el apartado 6.6. Se efectuó un cálculo de primer orden con un error relativo de 0,01 y 500 iteraciones como criterio de convergencia.

Para cada tipología de torre se analizarán:

- El desplazamiento máximo en la torre en el extremo superior, a una altura de 97,5 metros (unión góndola-torre).
- La tensión máxima normal a barlovento y sotavento en el extremo inferior de la torre.
- La frecuencia natural para los primeros seis modos de vibración.

Se mostrarán los resultados correspondientes al caso de carga “C1” explicado en el apartado 6.3, ya que es la combinación de carga más desfavorable.

8.1. RESULTADOS OBTENIDOS EN RFEM

8.1.1. DESPLAZAMIENTOS MÁXIMOS HORIZONTALES

En las Tablas 8.1, 8.2 y 8.3 se presentan los desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre obtenidos para cada tipología de torre y para cada caso de estudio propuesto:

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Altura [m]	Espesor [mm]	Desplazamiento Máximo Horizontal en el Extremo Superior de la Torre [mm]	Desplazamiento Relativo [%]
TORRE 1	97,5	30	763,80	0,78 %
TORRE 2	97,5	35	657,30	0,67 %
TORRE 3	97,5	40	574,30	0,59 %

Tabla 8.1 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Altura [m]	Tipo de Hormigón	Espesor [mm]	Desplazamiento Máximo Horizontal en el Extremo Superior de la Torre [mm]	Desplazamiento Relativo [%]
TORRE 1	97,5	H40	200	687,70	0,71 %
TORRE 2	97,5	H40	300	458,80	0,47 %
TORRE 3	97,5	H50	200	651,60	0,67 %
TORRE 4	97,5	H50	300	433,70	0,44 %
TORRE 5	97,5	H60	200	618,60	0,63 %
TORRE 6	97,5	H60	300	411,90	0,42 %

Tabla 8.2 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Altura [m]	Tipo de Hormigón	Espesor Hormigón [mm]	Espesor Acero [mm]	Desplazamiento Máximo Horizontal en el Extremo Superior de la Torre [mm]	Desplazamiento Relativo [%]
TORRE 1	97,5	H40	300	30	522,3	0,54 %
TORRE 2				35	497,7	0,51 %
TORRE 3				40	479,8	0,49 %
TORRE 4	97,5	H50	300	30	504,3	0,52 %
TORRE 5				35	479,2	0,49 %
TORRE 6				40	460,8	0,47 %
TORRE 7	97,5	H60	300	30	487,5	0,50 %
TORRE 8				35	461,8	0,47 %
TORRE 9				40	443,4	0,45 %

Tabla 8.3 – Desplazamientos máximos en el extremo superior de la torre para los distintos casos de estudio de torres híbridas. (Elaboración propia)

La Figura 8.1 muestra las diferentes tipologías de torre en estudio que experimentan los menores desplazamientos máximos su extremo superior.

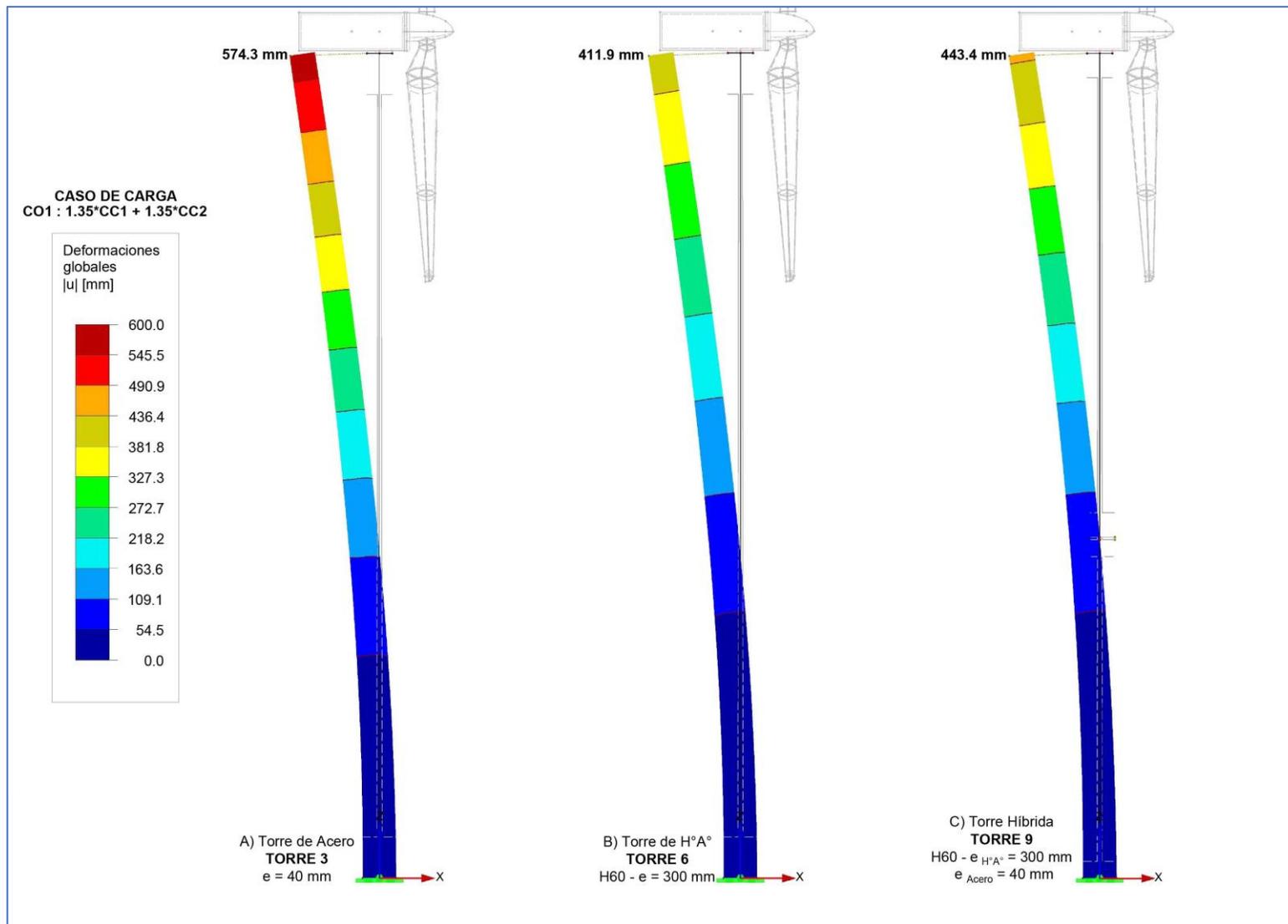


Figura 8.1 – Comparación de desplazamientos horizontales entre las distintas tipologías de torres. (Elaboración propia)

8.1.2. TENSIONES PRINCIPALES

En las Tablas 8.4, 8.5 y 8.6 se presentan tensiones principales a barlovento y sotavento en el extremo inferior de la torre para cada tipología de torre y para cada caso de estudio propuesto. En el caso de la torre híbrida se muestran las tensiones principales existentes en el extremo inferior de la sección de acero y de la sección hormigón. $\sigma_{1,-}$ y $\sigma_{2,-}$ son las tensiones normales máximas en la dirección principal 1 y 2 respectivamente, en la cáscara externa de la torre.

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Tensión Principal $\sigma_{1,-}$ de la Torre [KN/cm ²]		Tensión Principal $\sigma_{2,-}$ de la Torre [KN/cm ²]	
	Barlovento	Sotavento	Barlovento	Sotavento
TORRE 1	16,90	-7,26	5,85	-21,45
TORRE 2	13,45	-6,04	4,64	-17,86
TORRE 3	11,02	-5,16	3,80	-15,28

Tabla 8.4 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Tensión Principal $\sigma_{1,-}$ de la Torre [KN/cm ²]		Tensión Principal $\sigma_{2,-}$ de la Torre [KN/cm ²]	
	Barlovento	Sotavento	Barlovento	Sotavento
TORRE 1	1,42	-0,52	0,30	-2,43
TORRE 2	0,82	-0,37	0,17	-1,74
TORRE 3	1,42	-0,52	0,30	-2,43
TORRE 4	0,82	-0,37	0,17	-1,74
TORRE 5	1,42	-0,52	0,30	-2,43
TORRE 6	0,82	-0,37	0,17	-1,74

Tabla 8.5 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Tensión Principal $\sigma_{1,-}$ de la Torre [KN/cm ²]				Tensión Principal $\sigma_{2,-}$ de la Torre [KN/cm ²]			
	Hormigón Armado Barlov.	Hormigón Armado Sotav.	Acero Barlov.	Acero Sotav.	Hormigón Armado Barlov.	Hormigón Armado Sotav.	Acero Barlov.	Acero Sotav.
TORRE 1	0,64	-0,33	5,64	-4,32	0,08	-1,59	0,75	-13,39
TORRE 2	0,63	-0,33	4,54	-3,58	0,08	-1,60	0,56	-11,11
TORRE 3	0,64	-0,34	3,77	-3,05	0,08	-1,61	0,43	-9,51
TORRE 4	0,64	-0,33	5,65	-4,32	0,09	-1,59	0,75	-13,41
TORRE 5	0,63	-0,33	4,55	-3,58	0,08	-1,60	0,56	-11,11
TORRE 6	0,64	-0,34	3,77	-3,05	0,08	-1,61	0,43	-9,50
TORRE 7	0,64	-0,33	5,66	-4,33	0,09	-1,59	0,75	-13,40
TORRE 8	0,63	-0,33	4,54	-3,57	0,08	-1,60	0,56	-11,09
TORRE 9	0,62	-0,34	3,77	-3,04	0,08	-1,61	0,43	-9,49

Tabla 8.6 – Tensiones Principales para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)

Las Figuras 8.2, 8.3, 8.4 y 8.5 muestran las diferentes tipologías de torre en estudio que experimentan las menores tensiones principales a barlovento y sotavento.

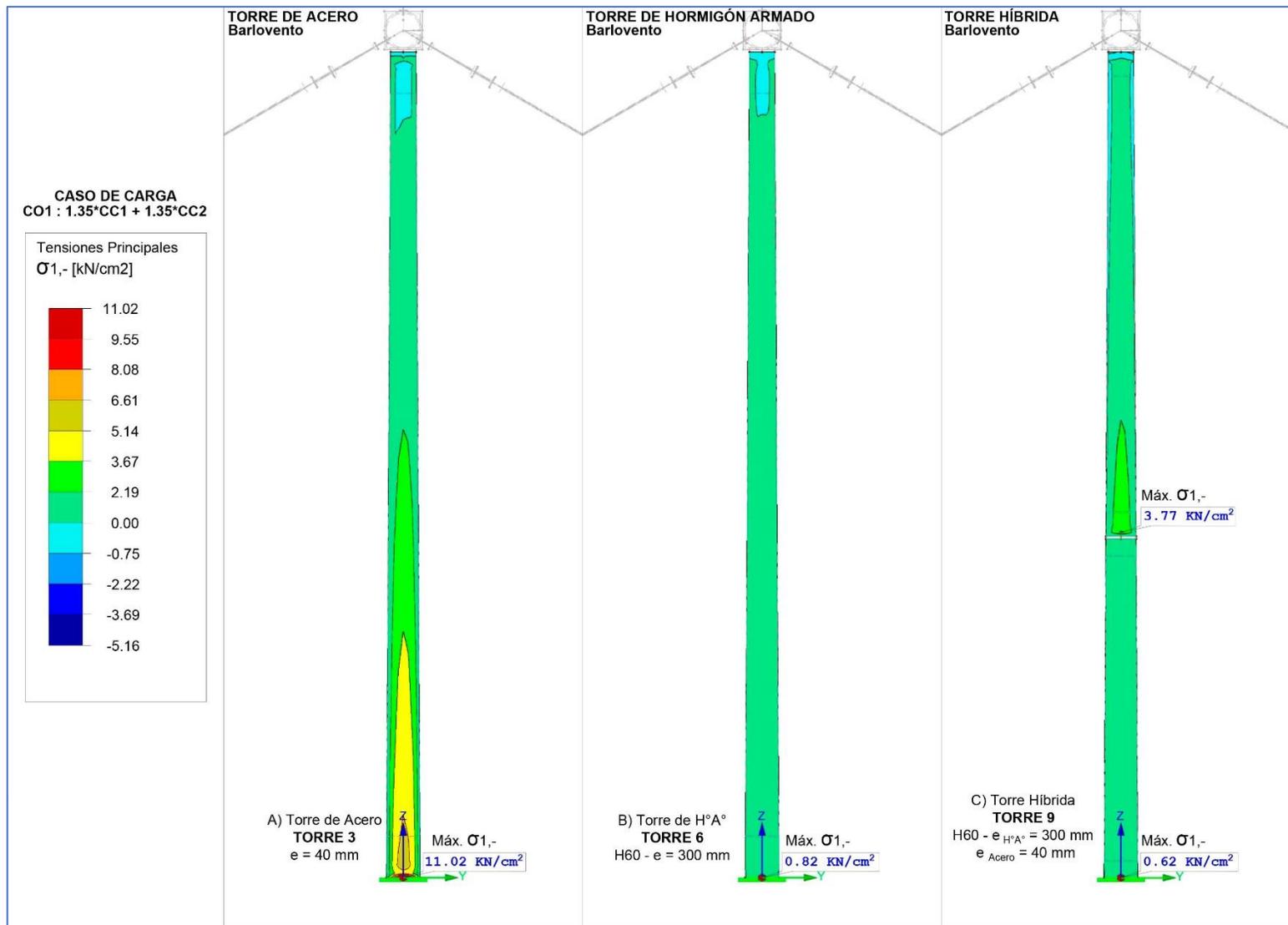


Figura 8.2 – Distribución y comparación de la tensión principal $\sigma_{1,-}$ a barlovento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)

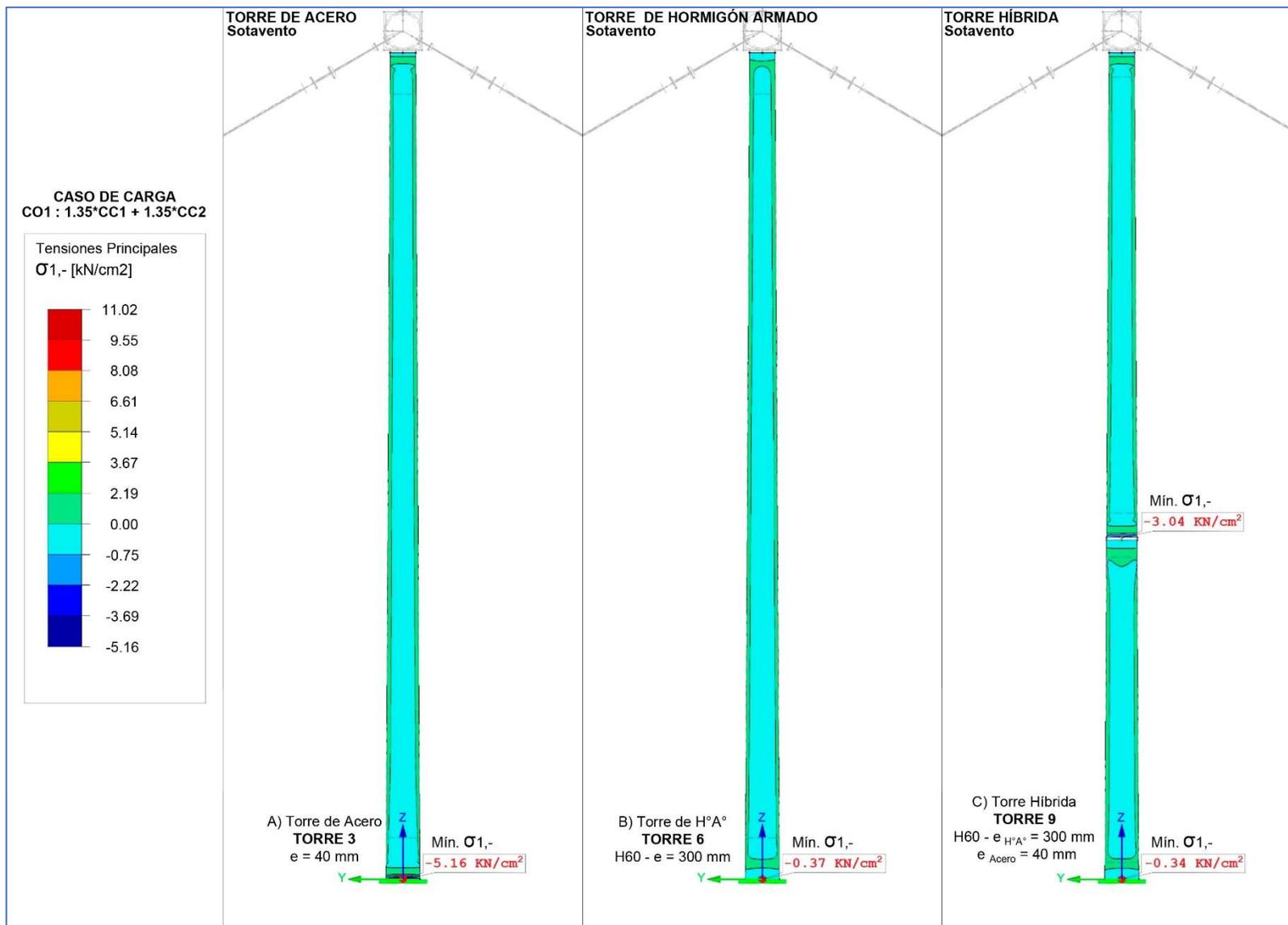


Figura 8.3 – Distribución y comparación de la tensión principal $\sigma_{1,-}$ a sotavento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)

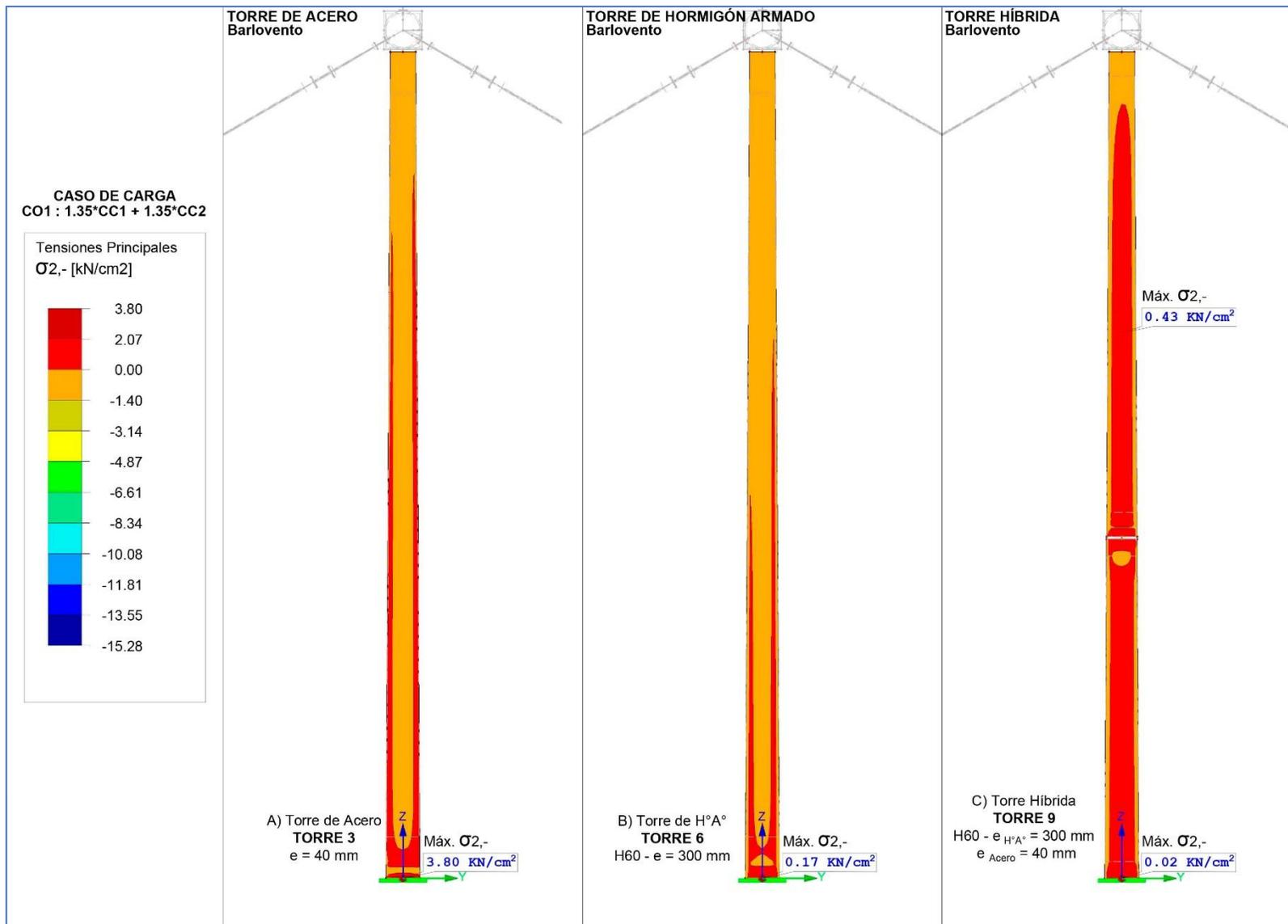


Figura 8.4 – Distribución y comparación de la tensión principal $\sigma_{2,-}$ a barlovento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)

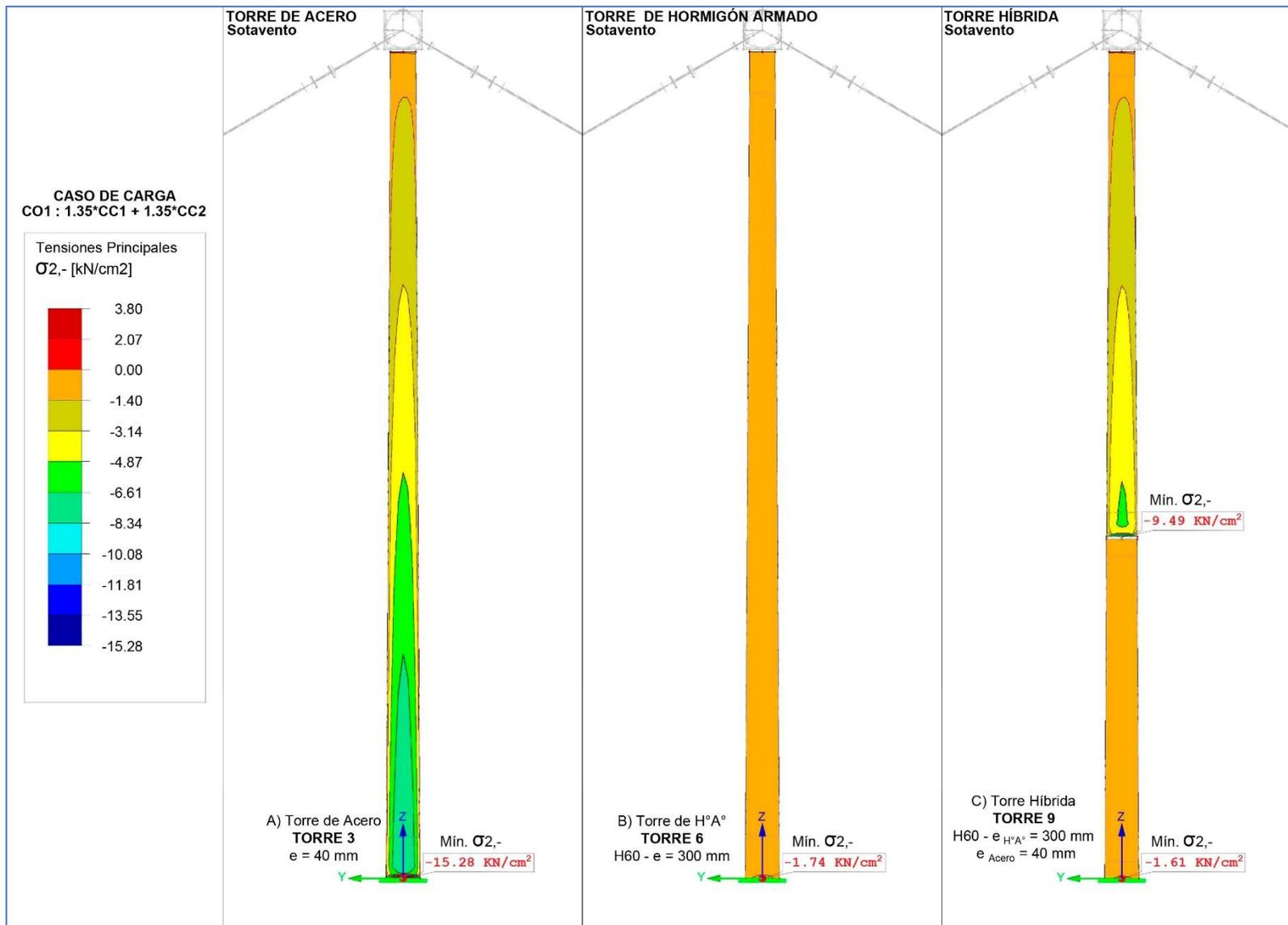


Figura 8.5 – Distribución y comparación de la tensión principal $\sigma_{2,-}$ a sotavento en las diferentes tipologías de torre. (Elaboración propia)

8.1.3. FRECUENCIA NATURAL

En las Tablas 8.7, 8.8 y 8.9 se presenta la frecuencia natural obtenida para los primeros 6 modos de vibración para cada tipología de torre y para cada caso de estudio propuesto. La cantidad de modos, se estableció teniendo en cuenta que el porcentaje de masa desplazada fuera superior al 90%. Se determinaron únicamente los modos de vibración en la dirección X, coincidente con la dirección del viento.

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Frecuencia Natural [Hz]					
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4	Modo 5	Modo 6
TORRE 1	0,198	1,080	1,426	3,426	6,868	8,603
TORRE 2	0,210	1,171	1,467	3,542	6,955	9,786
TORRE 3	0,221	1,247	1,501	3,642	7,037	10,897

Tabla 8.7 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres de acero. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Frecuencia Natural [Hz]					
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4	Modo 5	Modo 6
TORRE 1	0,188	1,170	1,184	2,911	5,413	9,245
TORRE 2	0,214	1,245	1,447	3,133	5,699	9,458
TORRE 3	0,194	1,203	1,217	2,992	5,561	9,496
TORRE 4	0,220	1,280	1,487	3,220	5,854	9,713
TORRE 5	0,200	1,235	1,249	3,071	5,706	9,745
TORRE 6	0,226	1,314	1,527	3,305	6,004	9,960

Tabla 8.8 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Frecuencia Natural [Hz]					
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4	Modo 5	Modo 6
TORRE 1	0,237	1,172	1,432	3,086	6,165	10,429
TORRE 2	0,24	1,244	1,45	3,202	6,228	11,031
TORRE 3	0,241	1,308	1,465	3,299	6,294	11,085
TORRE 4	0,242	1,178	1,448	3,113	6,233	10,442
TORRE 5	0,244	1,252	1,465	3,231	6,296	11,157
TORRE 6	0,246	1,317	1,479	3,331	6,362	11,209
TORRE 7	0,246	1,184	1,462	3,139	6,299	10,454
TORRE 8	0,249	1,259	1,479	3,258	6,362	11,278
TORRE 9	0,251	1,326	1,494	3,359	6,427	11,326

Tabla 8.9 – Frecuencia natural para los primeros 6 modos de vibración para los distintos casos de estudio de torres híbridas. (Elaboración propia)

Las Figuras 8.6, 8.7 y 8.8 muestran las mayores frecuencias naturales para los primeros 6 modos de vibración para cada tipología de torre.

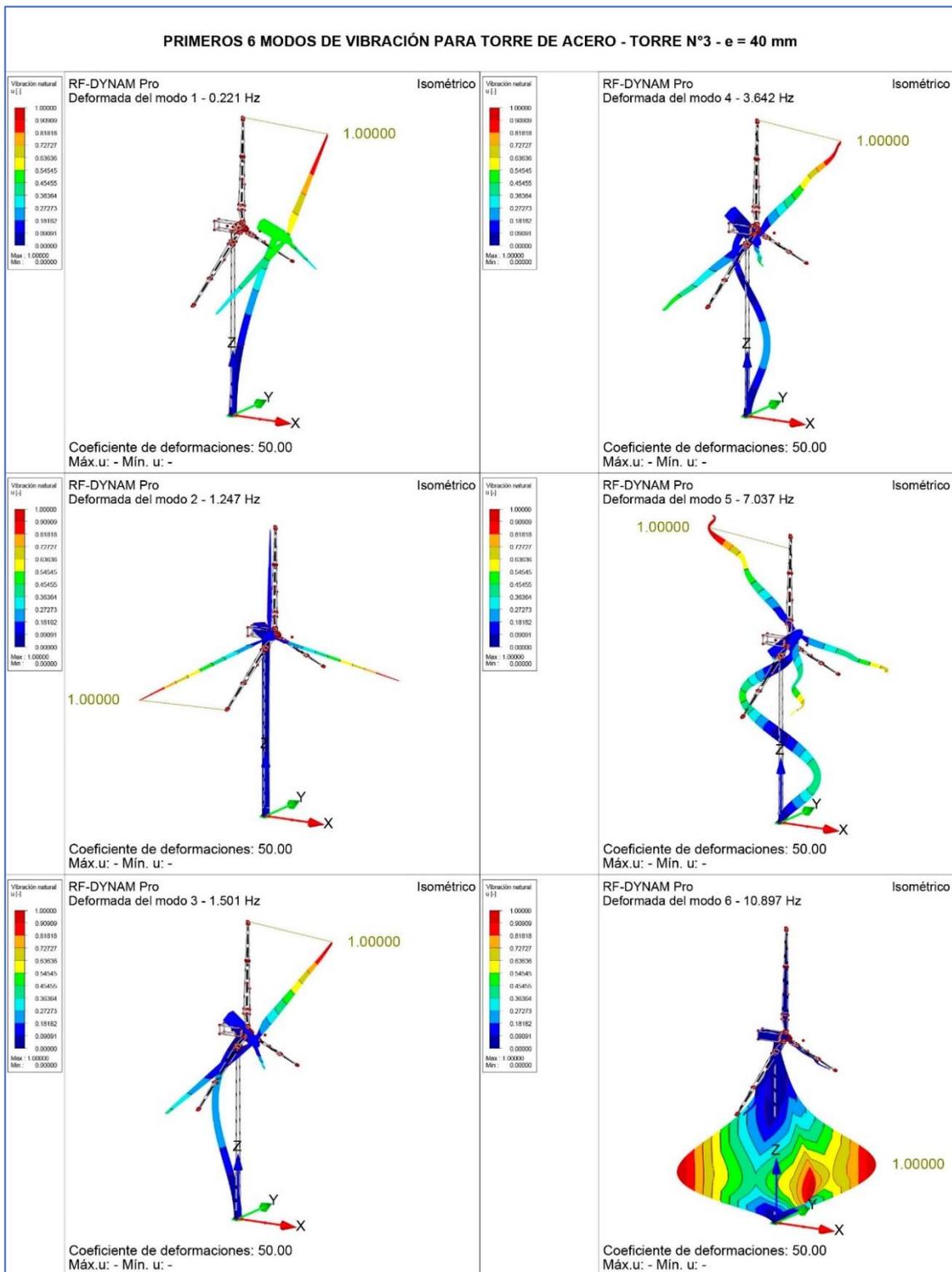


Figura 8.6 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre de Acero N°3. (Elaboración propia)

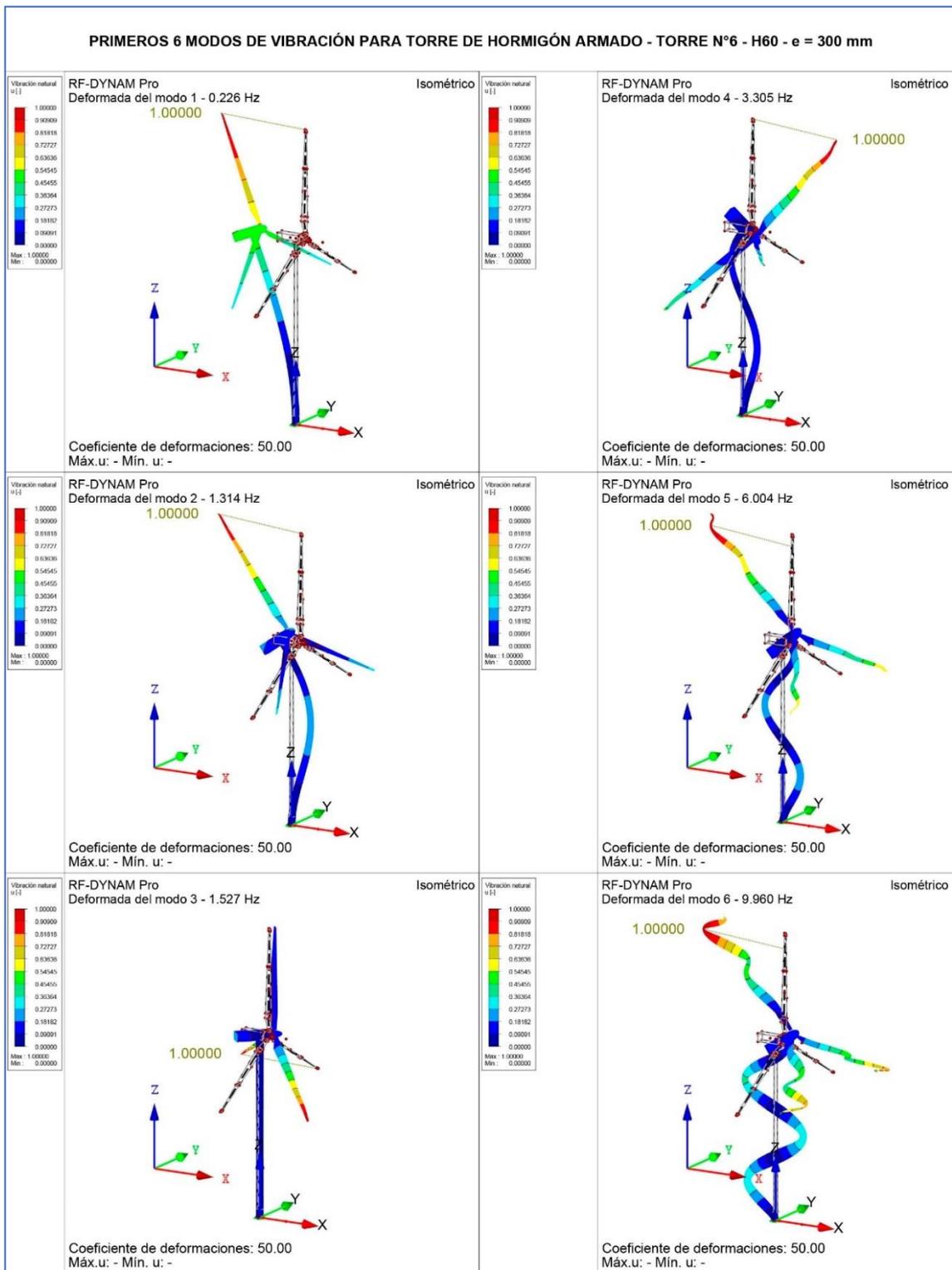


Figura 8.7 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre de Hormigón Armado N°6. (Elaboración propia)

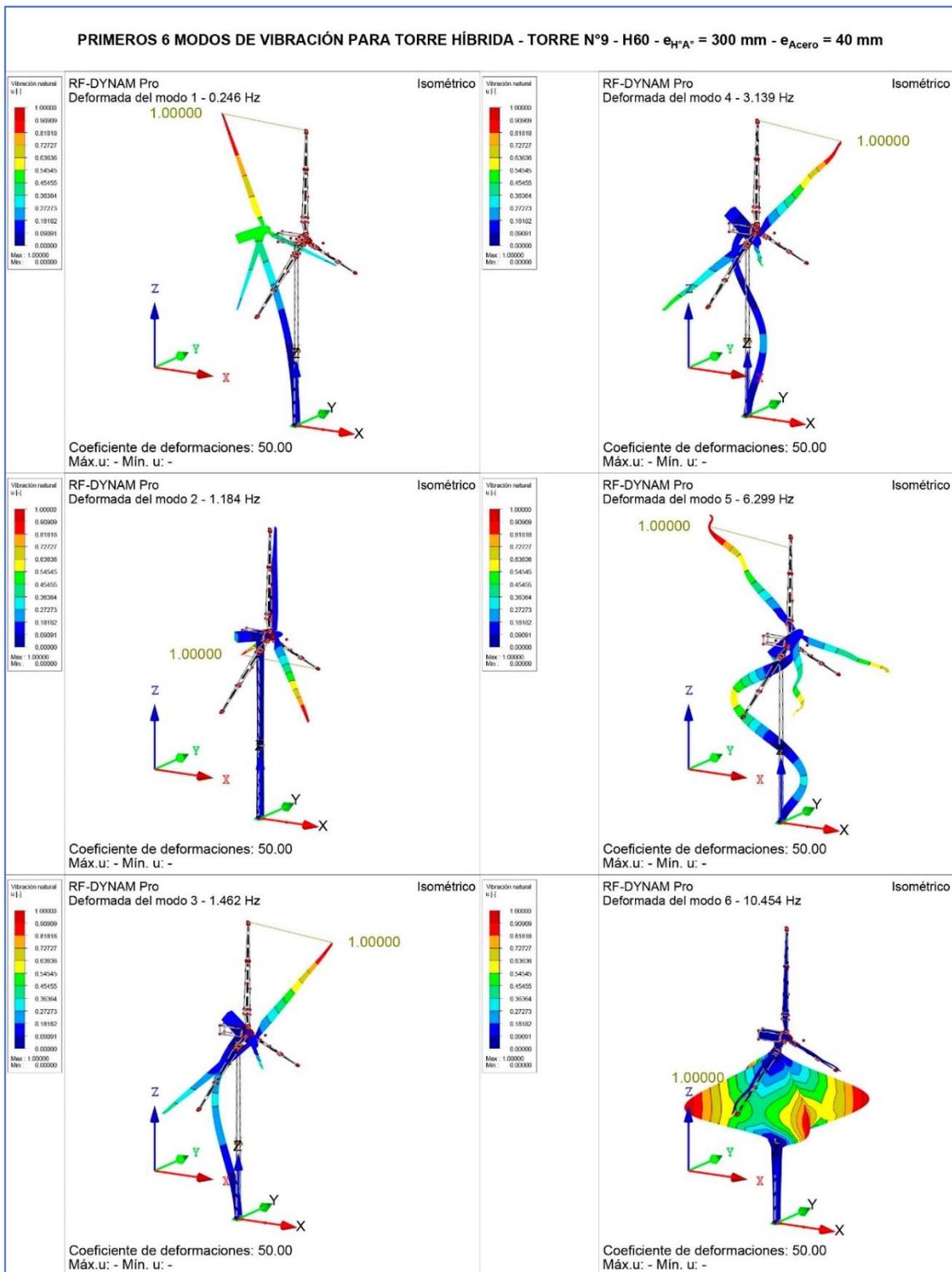


Figura 8.8 – Primeros 6 modos de vibración para la Torre Híbrida N°9. (Elaboración propia)

8.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE RFEM

Para cada tipología de torre analizada, se observan menores desplazamientos, menores tensiones principales y mayores frecuencias naturales cuando se incrementan los espesores. Esto se debe principalmente al aumento de rigidez en la estructura.

En cuanto a los desplazamientos observados se tiene que las torres acero presentan los mayores desplazamientos, siendo el tipo de torre más susceptible en este aspecto. Por otra parte, las torres híbridas presentan un desplazamiento intermedio entre las torres de acero y de hormigón armado. Las torres de hormigón armado presentan los menores desplazamientos debido a que presentan mayor rigidez en toda su longitud.

Vale aclarar que los desplazamientos relativos observados en cualquiera de las tipologías de torres estudiadas no superan el 1% de la longitud total de la torre. Sin embargo, se reitera que el presente trabajo contempla únicamente un análisis de primer orden.

Dentro de las torres de hormigón armado analizadas se observa que para un mismo espesor de hormigón y con un aumento en la resistencia característica del mismo, no se distinguen diferencias significativas en los desplazamientos y en las tensiones principales. Por otra parte, es notable la influencia del espesor en el comportamiento de la torre de hormigón armado, observándose menores desplazamientos y menores tensiones principales al incrementarse el espesor.

En todas las tipologías de torres analizadas, la concentración de tensiones se da principalmente en la base de la torre debido a la condición de vínculo de empotramiento modelada. No obstante, en el caso de la torre híbrida, la mayor concentración de tensiones se presenta en la unión entre el hormigón y el acero. Esto resulta lógico debido a que existe un cambio de materialidad en dicho punto con lo cual es una zona importante de transmisión de esfuerzos.

Comparando entre sí las tres tipologías de torres se tiene que las torres de acero son las que sufren las mayores tensiones principales tanto a barlovento como a sotavento. La torre híbrida presenta un comportamiento intermedio frente a las otras dos tipologías de torres mostrando mayores tensiones principales en la sección de acero. Por su parte, la torre de hormigón posee una distribución de tensiones principales que es uniforme en toda su longitud, tanto a barlovento como a sotavento, a diferencia de la torre de acero e híbrida, las cuales presentan regiones o zonas donde dichas tensiones varían considerablemente.

Para los distintos casos de estudio de las torres de acero e híbridas se utilizó un acero S335 J2 el cual posee una tensión de fluencia de 355 MPa (35,5 KN/cm²). Ninguna de las torres de acero o híbridas ensayadas y calculadas presentaron tensiones principales, a barlovento o a sotavento, que superen la tensión de fluencia del acero.

Por otra parte, los hormigones elegidos para los distintos casos de estudio de torres de hormigón armado e híbridas poseen una resistencia característica de 40 MPa, 50 MPa y 60 MPa (4 KN/cm², 5 KN/cm² y 6 KN/cm², respectivamente). Como el hormigón trabaja mejor a la

compresión que a la tracción, y no se efectuó un cálculo estructural de la armadura de refuerzo en las torres de hormigón armado, solamente se compararán las tensiones principales de compresión obtenidas a sotavento de las torres analizadas. En ninguna de las torres de hormigón armado e híbridas las tensiones principales a sotavento superaron la resistencia característica de los hormigones propuestos. Para contrastar lo establecido anteriormente se presenta la Tabla 8.10 y la Tabla 8.11.

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Máxima Tensión Principal σ_1 ;- de la Torre [KN/cm ²]	Máxima Tensión Principal σ_2 ;- de la Torre [KN/cm ²]	Tensión de Fluencia del Acero S355 J2 [KN/cm ²]
	Acero Barlovento	Acero Sotavento	
TORRE 1	16,9	-21,45	35,5
TORRE 2	13,45	-17,86	
TORRE 3	11,02	-15,28	

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Máxima Tensión Principal σ_1 ;- de la Torre [KN/cm ²]	Máxima Tensión Principal σ_2 ;- de la Torre [KN/cm ²]	Tensión de Fluencia del Acero S355 J2 [KN/cm ²]
	Acero Barlovento	Acero Sotavento	
TORRE 1	5,64	-13,39	35,5
TORRE 2	4,54	-11,11	
TORRE 3	3,77	-9,51	
TORRE 4	5,65	-13,41	
TORRE 5	4,55	-11,11	
TORRE 6	3,77	-9,5	
TORRE 7	5,66	-13,4	
TORRE 8	4,54	-11,09	
TORRE 9	3,77	-9,49	

Tabla 8.10 – Comparación de la tensión de fluencia del acero S355 J2 con las máximas tensiones principales a barlovento y sotavento para las torres de acero e híbridas propuestas en los diferentes casos de estudio. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Máxima Tensión Principal σ_2 ;- de la Torre [KN/cm ²]	Resistencia Característica del Hormigón [KN/cm ²]
	Sotavento	
TORRE 1	-2,43	4,00
TORRE 2	-1,74	
TORRE 3	-2,43	5,00
TORRE 4	-1,74	
TORRE 5	-2,43	6,00
TORRE 6	-1,74	

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Máxima Tensión Principal σ_2 ; de la Torre [KN/cm ²]	Resistencia Característica del Hormigón [KN/cm ²]
	Hormigón Armado Sotavento	
TORRE 1	-1,59	4,00
TORRE 2	-1,6	
TORRE 3	-1,61	
TORRE 4	-1,59	5,00
TORRE 5	-1,6	
TORRE 6	-1,61	
TORRE 7	-1,59	6,00
TORRE 8	-1,6	
TORRE 9	-1,61	

Tabla 8.11 – Comparación de la tensión de la resistencia características de los hormigones H40, H50 y H60 con las máximas tensiones principales sotavento para las torres de hormigón armado e híbridas propuestas en los diferentes casos de estudio. (Elaboración propia)

De acuerdo a los distintos casos de estudios propuestos, se observan que las torres híbridas presentan las mayores frecuencias naturales frente a las torres de hormigón y acero.

Apcarian (2019), obtuvo las frecuencias de desprendimiento de vórtices horizontales para torres troncocónicas, con diferentes números de Strouhal, cuyo diámetro varía de 4 a 2 metros para una velocidad de viento extremo de 38,5 m/s. El número de Strouhal es un número adimensional que describe los mecanismos de flujo oscilante, y se define como:

$$St = \frac{f_s * D}{U} \quad (8.1)$$

Donde:

- St : número de Strouhal.
- f_s : frecuencia de desprendimiento de vórtices. [Hz]
- D : diámetro. [m]
- U : velocidad del flujo. [m/s]

Dichas frecuencias oscilan entre 1,444 Hz y 3,208 Hz para un diámetro de 4 metros y 3 metros, respectivamente.

St	fs [Hz]		
	D = 4 m	D = 3 m	D = 2 m
0,15	1,444	1,925	2,887
0,20	1,925	2,567	3,850
0,25	2,406	3,208	4,812

Tabla 8.12 – Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el prototipo para diámetros D de 2 metros, 3 metros y 4 metros y viento extremo de 38,5 m/s. (Apcarian, 2019)

Comparando dichas frecuencias con las frecuencias naturales obtenidas para los 4 primeros modos de vibración en todos los casos de estudio planteados, se observa que se presentarían problemas de resonancia en el tercer y cuarto modo de vibración. En la Tabla 8.13, se resaltan en rojo los valores comprendidos entre 1,444 Hz y 3,208 Hz.

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,198	1,080	1,426	3,426
TORRE 2	0,210	1,171	1,467	3,542
TORRE 3	0,221	1,247	1,501	3,642
CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,188	1,170	1,184	2,911
TORRE 2	0,214	1,245	1,447	3,133
TORRE 3	0,194	1,203	1,217	2,992
TORRE 4	0,220	1,280	1,487	3,220
TORRE 5	0,200	1,235	1,249	3,071
TORRE 6	0,226	1,314	1,527	3,305
CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,237	1,172	1,432	3,086
TORRE 2	0,240	1,244	1,450	3,202
TORRE 3	0,241	1,308	1,465	3,299
TORRE 4	0,242	1,178	1,448	3,113
TORRE 5	0,244	1,252	1,465	3,231
TORRE 6	0,246	1,317	1,479	3,331
TORRE 7	0,246	1,184	1,462	3,139
TORRE 8	0,249	1,259	1,479	3,258
TORRE 9	0,251	1,326	1,494	3,359

Tabla 8.13 – Frecuencias naturales de las torres analizadas comparadas con las frecuencias de desprendimientos de vórtices horizontales. (Elaboración propia)

Además, Apcarian (2019) en su investigación detectó la aparición de vórtices en el plano vertical a sotavento de la torre, lo cual no está descrito en la bibliografía existente. El desprendimiento de estos vórtices verticales se da para números de Strouhal comprendidos entre 0,012 y 0,016. Para un viento de 38,5 m/s y los números de Strouhal mencionados se tienen las siguientes frecuencias de desprendimientos de vórtices verticales oscilan entre 0,116 Hz y 0,205 Hz (Tabla 8.14)

St	fs [Hz]	
	D = 4 m	D = 3 m
0,012	0,116	0,154
0,016	0,154	0,205

Tabla 8.14 – Frecuencia de desprendimientos de vórtices verticales. (Elaboración propia)

Comparando dichas frecuencias con las frecuencias naturales obtenidas para los 4 primeros modos de vibración en todos los casos de estudio planteados, se observa que se presentarían problemas de resonancia en el primer modo de vibración. Se destaca que las torres híbridas no presentan problemas de resonancia respecto de estas frecuencias de vórtices verticales. En la Tabla 8.15, se resaltan en rojo los valores comprendidos entre 0,116 Hz y 0,205 Hz.

CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE ACERO	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,198	1,080	1,426	3,426
TORRE 2	0,210	1,171	1,467	3,542
TORRE 3	0,221	1,247	1,501	3,642
CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE DE HORMIGÓN ARMADO	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,188	1,170	1,184	2,911
TORRE 2	0,214	1,245	1,447	3,133
TORRE 3	0,194	1,203	1,217	2,992
TORRE 4	0,220	1,280	1,487	3,220
TORRE 5	0,200	1,235	1,249	3,071
TORRE 6	0,226	1,314	1,527	3,305
CASOS DE ESTUDIO PARA TORRE HÍBRIDA	Frecuencia Natural [Hz]			
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
TORRE 1	0,237	1,172	1,432	3,086
TORRE 2	0,240	1,244	1,450	3,202
TORRE 3	0,241	1,308	1,465	3,299
TORRE 4	0,242	1,178	1,448	3,113
TORRE 5	0,244	1,252	1,465	3,231
TORRE 6	0,246	1,317	1,479	3,331
TORRE 7	0,246	1,184	1,462	3,139
TORRE 8	0,249	1,259	1,479	3,258
TORRE 9	0,251	1,326	1,494	3,359

Tabla 8.15 – Frecuencias naturales de las torres analizadas comparadas con las frecuencias de desprendimientos de vórtices verticales. (Elaboración propia)

Otra situación de análisis a estudiar es la comparación de la frecuencia de rotación del rotor cuando el aerogenerador está en funcionamiento, con la frecuencia natural de la torre. A partir de las características obtenidas del fabricante del aerogenerador, se tiene que la frecuencia de rotación del rotor es de 12,3 RPM (o 0,205 Hz). Entonces, se tiene una situación similar a la de la frecuencia de desprendimiento de vórtices verticales, siendo las torres de acero y hormigón armado las más afectadas por la frecuencia de rotación del rotor. Por lo tanto, puede establecerse que las torres híbridas presentan una ventaja en este aspecto por sobre las torres de acero y de hormigón.

9. CONCLUSIONES

Con el objetivo de estudiar la performance de torres de aerogeneradores Multi-MW sometido a viento extremo en Auquinco (norte neuquino), se analizaron diferentes tipologías: torres de acero, torres de hormigón armado, y torres híbridas.

El lugar elegido como emplazamiento, Auquinco, responde a que se dispone de la caracterización del viento local, la cual se obtuvo a través de mediciones *in-situ* de velocidades del viento. El análisis correspondiente a la caracterización del viento fue llevado a cabo por (Apcarian, 2019) en su trabajo “*Patrones de Vórtice a Sotavento de una Torre de Aerogenerador Multi-MW, en Condiciones de Viento Extremo*”.

En una primera instancia, se efectuó una recopilación de antecedentes existentes a partir de los cuáles se obtuvieron los materiales, diámetros y espesores típicos utilizados en torres de aerogeneradores. Se investigaron ventajas y desventajas de cada tipología de torre, así como también aspectos generales a tener en cuenta en el comportamiento estructural de las mismas.

Particularmente, Argentina no posee un reglamento específico para el cálculo de aerogeneradores, con lo cual se utilizó la primera parte de la Norma Internacional IEC 61400 (Parte 1: “Requerimientos de Diseño”). En dicha norma se especifican los requisitos mínimos de construcción, montaje, verificación y operación de los aerogeneradores y sus componentes, así como también las cargas a tener en cuenta para realizar el análisis estructural. Utilizando la Norma IEC 61400 (Parte 1) junto con datos de viento de la zona de Auquinco y su caracterización se determinó la velocidad y la intensidad de turbulencia de referencia de la zona de estudio. Con estos datos se estableció el tipo de aerogenerador a utilizar, correspondiendo adoptar un aerogenerador CLASE IEC II-A.

Se recopilaron diferentes aerogeneradores de potencia semejante (2 MW a 3 MW) de distintos fabricantes, y que se pudieran colocar a una altura de 100 metros, siendo funcionales para clases de viento IEC II-A. El aerogenerador seleccionado fue el Acciona AW-116/3000.

Con el análisis de los antecedentes recopilados de cada tipología de torre, se procedió a adoptar para todas las torres una sección troncocónica de espesor constante, con un diámetro externo inferior de 4 metros y diámetro externo superior de 3 metros. Las dimensiones adoptadas contemplan factibilidad y facilidad de construcción de las torres, y el transporte de sus elementos constituyentes.

La comparación de las tres tipologías de torres se llevó a cabo a través de la utilización de dos softwares de cálculo de elementos finitos: RFEM y RWIND.

En RFEM se realizó el modelado de cada torre y el conjunto góndola-rotor estableciéndose las dimensiones, espesores y materiales de cada elemento componente, así como también las combinaciones de cargas a analizar. Se propusieron diferentes casos de estudio de torres para cada tipología con el fin de contrastar los resultados obtenidos.

Se prosiguió con la simulación virtual de túnel de viento en el software RWIND, en donde utilizando los datos de viento de la zona de Auquenco, y aplicando el modelo extremo de viento (EWM) de la Norma IEC 61400-1 se obtuvieron las cargas de viento actuantes sobre las torres.

Una vez obtenidas las cargas de viento sobre las torres, en RFEM se realizó el cálculo estructural y se obtuvieron los resultados.

A modo de resumen, se presentan los resultados de las torres que presentan las menores deformaciones, menores tensiones superficiales y mayores frecuencias naturales.

CASOS DE ESTUDIO	Desplazamiento Máximo [mm]	Desplazamiento Relativo [%]
TORRE 3 (Acero)	574,3	0,59%
TORRE 6 (Hormigón Armado)	411,9	0,42%
TORRE 9 (Híbrida)	443,5	0,45%

Tabla 9.1 – Tabla resumen de desplazamientos máximos obtenidos. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO	Tensión Principal $\sigma_{1,-}$ de la Torre [KN/cm ²]				Tensión Principal $\sigma_{2,-}$ de la Torre [KN/cm ²]			
	Hormigón Armado Barlov.	Hormigón Armado Sotav.	Acero Barlov.	Acero Sotav.	Hormigón Armado Barlov.	Hormigón Armado Sotav.	Acero Barlov.	Acero Sotav.
TORRE 3 (Acero)	-	-	11,02	-5,16	-	-	3,80	-15,28
TORRE 6 (Hormigón Armado)	0,82	-0,37	-	-	0,17	-1,74	-	-
TORRE 9 (Híbrida)	0,62	-0,34	3,77	-3,04	0,08	-1,61	0,43	-9,49

Tabla 9.2 – Tabla resumen de tensiones principales obtenidas. (Elaboración propia)

CASOS DE ESTUDIO	Frecuencia Natural [Hz]					
	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4	Modo 5	Modo 6
TORRE 3 (Acero)	0,221	1,247	1,501	3,642	7,037	10,897
TORRE 6 (Hormigón Armado)	0,226	1,314	1,527	3,305	6,004	9,96
TORRE 9 (Híbrida)	0,251	1,326	1,494	3,359	6,427	11,326

Tabla 9.3 – Tabla resumen de frecuencias naturales obtenidas. (Elaboración propia)

9.1. PRINCIPALES APORTES DE LA INVESTIGACIÓN

1. Al realizar un modelo computacional, se encontró que el análisis con elementos de cáscara en RFEM resulta adecuado para realizar diversos análisis en un lapso de tiempo pequeño. Teniendo esto en cuenta pudo realizarse una comparación entre modelos de diferentes materiales y geometrías, con bajo poder computacional.

RWIND es un software de simulación de fluido-dinámico computacional (CFD), que utiliza el método RANS (Reynold's Average Navier-Stokes Equations) el cual es muy utilizado en aplicaciones industriales debido a su bajo coste computacional. Aun así, en la presente investigación no resultó adecuado para visualizar desprendimientos de vórtices a

sotavento de las torres modeladas. Aparte del RANS existen otros métodos de resolución para CFD, como el LENS (Large Eddy Navier Stoke Equations) o el DNS (Direct Numeral Simulation), en los cuales requieren gran coste computacional, pero permitirían visualizar desprendimientos de vórtices en cilindros.

A pesar de esto, RWIND posee la ventaja de obtener cargas de viento sobre cualquier geometría para luego ser utilizadas en el cálculo estructural en el software RFEM, con muy buena precisión. La combinación de ambos softwares permite obtener con apreciable precisión, buenas aproximaciones del comportamiento estructural.

2. Comparando los resultados de los coeficientes de presión C_p obtenidos a menor Reynolds en una torre de dimensiones similares por Apcarian (2019) se observa un comportamiento similar en cuanto a la distribución de las zonas de presión y succión alrededor de la torre, pero se aprecian diferencias no despreciables en cuanto a la magnitud de los C_p . Los motivos de estas diferencias pueden estar asociados a las configuraciones de los ensayos y deben ser objeto de futuras investigaciones.
3. Para el perfil de viento de la zona de Auquinco obtenido con el Modelo de Viento Extremo (EWM) de la norma IEC 61400-1, efectuando un análisis de primer orden, los desplazamientos obtenidos para todas las tipologías de torres estudiadas son relativamente pequeños comparados con la longitud de la torre (desplazamiento relativo menor al 1%).
4. El aumento de la rigidez en cualquiera de las tipologías de torres estudiadas favorece el comportamiento estructural de las mismas, es decir, disminuyen los desplazamientos y las tensiones principales en la superficie de las torres. Además, la concentración de tensiones en la sección de la base de cada torre también disminuye, con lo cual se obtendrían fundaciones de menores dimensiones. La torre híbrida combina las mejores características de los dos materiales utilizados (acero y hormigón), presentando desplazamientos intermedios y menores tensiones principales comparados con una torre entera de acero u hormigón. Por lo tanto, es recomendable su utilización en la zona de Auquinco.
5. Se detectaron posibles problemas de resonancia para los modos 3 y 4 de vibración de todas las torres propuestas en la presente investigación para el caso de desprendimiento de vórtices horizontales. En el caso de desprendimiento de los vórtices verticales y frecuencia de rotación del rotor, las torres de acero y hormigón presentan algunas situaciones de posible resonancia para el modo 1 de vibración. Sin embargo, las torres híbridas se destacaron por presentar mejor comportamiento frente a los fenómenos de resonancia bajo vórtices verticales y rotación del rotor.
6. Se destaca que a pesar que se analizó una sola combinación de carga de la norma IEC 61400, el presente trabajo utilizó datos locales de viento, considerándolos apropiados para futuros trabajos de investigación en el norte neuquino.

7. Al querer comparar los resultados obtenidos con la bibliografía y antecedentes recopilados se encontraron varios modelos de torres de acero pero ninguno con alturas de 100 metros. En general, eran de alturas un poco menores, siendo la más alta de 80 metros de altura hasta el eje del buje. En cuanto a torres de hormigón e híbridas la bibliografía es escasa, no pudiendo comparar los resultados obtenidos con otras fuentes. Por lo tanto, los resultados del presente estudio contribuyen a un campo de investigación que continúa en desarrollo.

9.2. TRABAJOS FUTUROS

1. Debido a que el estudio presenta un cálculo de primeras aproximaciones efectuando un análisis de primer orden los resultados obtenidos en esta investigación fueron los esperados. Aun así, el análisis realizado no se considera suficiente. Un análisis más minucioso en el cual se realice un análisis de segundo orden y se estudien el pandeo y fatiga acotarían las incertidumbres y reducirían los riesgos asociados.
2. Desde el punto de vista de esfuerzos, queda pendiente para otros trabajos de investigación la asignación de armadura de refuerzo para el mejoramiento del comportamiento estructural de las torres con secciones de hormigón. Además, se conoce la susceptibilidad del hormigón a los cambios de temperatura. Se recomienda tenerlo en cuenta posteriores investigaciones.
3. Efectuar un análisis técnico-económico para poder tomar un criterio y elegir la tipología de torre que convenga colocar en el norte neuquino.
4. Todas las torres presentan un rango de frecuencias naturales en las que son susceptibles de sufrir los efectos de resonancia debido al desarrollo de vórtices horizontales y verticales a sotavento de las torres, exceptuando a las híbridas en el caso de vórtices verticales. Por lo tanto, debe considerarse en el diseño de las torres eólicas un mecanismo de amortiguamiento para las mismas de manera que permita mitigar los efectos de vibración en condiciones de viento extremo.
5. Dado que el desarrollo eólico de Argentina se encuentra en pleno crecimiento, es necesario prever la elaboración de un reglamento argentino para el cálculo de torres de aerogeneradores.

BIBLIOGRAFÍA

(2012). *ABB Cuaderno Técnico: Plantas Eólicas*.

Advanced Tower System. (2009). *Concrete-Steel Hybrid Towers From ATS*.

Apcarian, A. (2019). *Patrones de Vórtice a Sotavento de una Torre de Aerogenerador Multi-MW en Condiciones de Viento Extremo*. La Plata, Buenos Aires, Argentina.

Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE). (2012). Obtenido de Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE).

ATS. (2009). *18% energy production increase with ATS hybrid tower*. ATS press release.

Azanza Ladrón, E., & Pintor Borobia, J. (2003). *Diseño, cálculo, ensayo y validación de un amortiguador dinámico de vibraciones para turbinas eólicas*. Navarra.

Bellart, J. P. (12 de Mayo de 2009). *flickr*. Obtenido de www.flickr.com

Blog Internet: Erenovable. (2019). Obtenido de Blog Internet: Erenovable.

Blog Internet: Naukas. (2010). Obtenido de Blog Internet: Naukas.

Blog Internet: Premium Energía. (2017). Obtenido de Blog Internet: Premium Energía.

Blog Internet: Structuraglia. (2020). Obtenido de Blog Internet: Structuraglia.

Callister, W. D. (1995). *Introducción a la Ciencia e Ingeniería de los Materiales*. Utah, Estados Unidos: Reverté S.A.

Carbonell i Puigbó, J. M. (Enero de 2004). Análisis de placas y láminas usando banda finita con elementos libres de rotación. Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/>

Catálogo Enercon. (2019). *Catálogo Enercon*. Alemania.

Danish Wind Industry Association. (2008). *A Wind Energy Pioneer: Charles F. Brush*.

de Vries, E. (2009). Concrete-Steel tower from ATS. *Renewable Energy World magazine*, 109, 110, 111.

Diario Renovables. (2017). *Diario Renovables*. Obtenido de <https://www.diariorenovables.com/2017/11/aerogenerador-mas-alto-del-mundo.html#:~:text=El%20aerogenerador%20m%C3%A1s%20alto%20del,es%20de%20246%2C5%20m>.

Dlubal Software GmbH. (2016). *RFEM 5 - Modelos calculados según el método de elementos finitos*. Tiefenbach.

EcuRed: Enciclopedia Cubana. (2020). Obtenido de EcuRed: Enciclopedia Cubana.

EDPR Renovables. (2014). *El Acero en el Sector Eólico, Innovación en Acero para Requerimientos del Sector Energético*. Madrid, España.

- Energía Estratégica. (12 de Agosto de 2020). *Energía Estratégica*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/por-los-fuertes-vientos-se-cayo-un-aerogenerador-eolico-en-comodoro-rivadavia/>
- Eolocal Argentina. (2020). Obtenido de <http://eolocal.com.ar>
- Folleto Empresa Acciona. (2014). *Acciona Informa - N°59 Noviembre*. Madrid, España: Acciona S.A.
- Folleto Empresa Acciona. (2015). *Aerogeneradores Basados en la Experiencia*. Madrid, España: Acciona S.A.
- Galvez Román, R. (2005). *Diseño y cálculo estructural de la torre de un aerogenerador*. Madrid.
- Genneia. (2020). *Genneia*. Obtenido de Genneia.
- Global Wind Atlas*. (2019). Obtenido de Global Wind Atlas.
- González, J. A., Pérez, R. C., Santos, A. C., & Gil, M. A. (2009). *Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables*. Madrid: Pearson Education S.A.
- Guillard, A. (28 de Junio de 2008). *flickr*. Obtenido de www.flickr.com
- Harte, R., & Van Zijl, G. P. (2007). *Structural stability of concrete wind turbines and solar chimney towers exposed to dynamic wind action*.
- Harvey, C. (19 de Noviembre de 2019). *Scientific American*. Obtenido de <https://www.scientificamerican.com/article/the-worlds-winds-are-speeding-up/#:~:text=A%20study%20published%20yesterday%20in,mph%20to%20about%207.4%20mph>.
- Hau, E. (2013). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application and Economics*. 3ra Edición. Munich, Alemania: Springer.
- Hillewaert, H. (29 de Septiembre de 2008). *flickr*. Obtenido de www.flickr.com
- <https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/>. (2019). Obtenido de <https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/>.
- <https://www.youtube.com/user/CaptYosi/featured>. (2013). Obtenido de <https://www.youtube.com/user/CaptYosi/featured>.
- IEC. (2005). *IEC 61400-1*.
- Infopower. (2009). Torres de Hormigón para Aerogeneradores Mutimegavatio. *Infopower*, http://www.inneo.es/images/stories/docs/noticias/eolica_3-_articulo_infopower_jun2009.pdf.
- Instrucción Española de Acero Estructural (EAE). (2011). *Propiedades Tecnológicas de los Materiales, Capítulo VI*. España.

-
- International Energy Agency. (2020). *International Energy Agency*. Obtenido de International Energy Agency: <https://www.iea.org>
- Inzunza, J. (2008). *Meteorología Descriptiva y Aplicaciones en Chile*. Chile.
- Lassig, J., Aparician, A., Mesquida, C., & Labriola, C. (2011). *Desarrollos e Innovaciones Tecnológicas para Turbinas Eólicas Multi Mega Watts*. Neuquén, Argentina.
- Levandowski, C. (18 de 8 de 2017). Evaluating Tall Wind Turbine Towers in the Field. Estados Unidos.
- López, J. E. (2008). *Manual de Energía Eólica*. Madrid: Mundi Prensa Libros.
- Max Bögl AG Wind. (2020). *Max Max Bögl AG Wind*. Obtenido de <https://www.mbrenewables.com/en/>
- Morales, J., & Rapallini, A. (2003). *Energía Eólica*. Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
- Núñez Ayala, I. (2015). *Diseño y Cálculo de la Torre y la Cimentación de un Aerogenerador*. Bilbao, España.
- Reinhard, h. (s.f.).
- Swedish Accident Investigation Authority. (22 de Febrero de 2017). *Wind Action*. Obtenido de <http://www.windaction.org/>
- The Wind Power*. (2020). Obtenido de The Wind Power.
- Wikipedia, L. E. (2020). *Wikipedia: La Enciclopedia Libre*.
- wind-turbine-models.com*. (2013).
- World Wind Energy Association (WWEA)*. (2020). Obtenido de World Wind Energy Association (WWEA).
- Zienkiewicz, O., & Taylor, R. (1994). *El Método de los Elementos Finitos*. Madrid, España: McGraw-Hill/Interamericana de España S.A.

APÉNDICE A

DATOS DEL PARQUE EÓLICO					DATOS DE TURBINAS - AEROGENERADORES						DATOS DEL PARQUE EÓLICO	
NOMBRE PARQUE EÓLICO	PROVINCIA	CIUDAD/LOCALIDAD	POTENCIA NOMINAL [MW]	AÑO PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	CANTIDAD DE TURBINAS	FABRICANTE	MODELO	POTENCIA NOMINAL [kW]	DIÁMETRO DEL ROTOR [m]	ALTURA DE GÓNDOLA [m]	PROPIETARIO	ESTADO
Achiras	Córdoba	Achiras	47,25	2018	15	Acciona	AW 3000/125	3000	125	87,5	Central Puerto	En Funcionamiento
Achiras II	Córdoba	Achiras	79,80	-	21	Vestas	V136/3450	3450	136	126	Cervecería y Maltería Quilmes	En Construcción
Arauco I (Etapa 1 y 2)	La Rioja	La Rioja	25,20	2011	12	IMPESA	IWP-83-2100	2100	83	85	Parque Eólico Arauco SAPEM	En Funcionamiento
Arauco I (Etapa 3)	La Rioja	La Rioja	25,20	2014	12	IMPESA	IWP-83-2100	2100	83	-	Parque Eólico Arauco SAPEM	En Funcionamiento
Arauco I (Etapa 4)	La Rioja	La Rioja	52,00	-	26	IMPESA	IWP-100-2000	2000	100	-	Parque Eólico Arauco SAPEM	En Construcción
Arauco II (Etapa 1 y 2)	La Rioja	La Rioja	99,75	-	38	Siemens-Gamesa	SG 2.6-114	2625	114	-	Parque Eólico Arauco SAPEM	En Construcción
Bicentenario	Santa Cruz	Jaramillo	126,00	2019	35	Vestas	V117/3450	3450	117	-	Petroquímica Comodoro Rivadavia	En Funcionamiento
Bonaerenses I (Tres Picos)	Buenos Aires	Tres Picos	102,00	-	30	Nordex	N100/3300	3300	99,8	-	AES Argentina	En Construcción
Cañadón León	Santa Cruz	Cañadón Seco	121,80	-	29	GE Energy	GE 4.2-117	4200	117	85	YPF	En Construcción
Cerro de la Gloria	Buenos Aires	Castelli	1,50	-	1	NRG Patagonia	NRGP 82	1500	82	80	CUECCA	En Construcción
Chubut Norte I	Chubut	Puerto Madryn	27,60	2018	8	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Genneia	En Funcionamiento
Chubut Norte II	Chubut	Puerto Madryn	26,28	-	6	Nordex	N149/4.0-4.5	4500	149,1	120	Genneia	En Construcción
Chubut Norte III	Chubut	Puerto Madryn	56,94	-	13	Nordex	N149/4.0-4.5	4500	149,1	120	Genneia/Pan American Energy	En Construcción

P.I.P - COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO

Contreras, Leandro Gabriel – Labriola, Juan Manuel



Chubut Norte IV	Chubut	Puerto Madryn	83,22	-	19	Nordex	N149/4.0-4.5	4500	149,1	120	Genneia/Pan American Energy	En Construcción
Claromecó	Buenos Aires	Claromecó	0,75	1999	1	Neg Micon	NM48/750	750	48,2	46	Cooperativa Eléctrica de Claromecó	Fuera de Servicio
Comodoro Rivadavia - Antonio Morán (Etapa 1)	Chubut	Comodoro Rivadavia	0,50	1994	2	Micon	M530	250	26	-	PECORSA	Fuera de Servicio
Comodoro Rivadavia - Antonio Morán (Etapa 2)	Chubut	Comodoro Rivadavia	6,00	1997	8	Neg Micon	NM44/750	750	44	41	Cooperativa Eléctrica de SCPL	Fuera de Servicio
Comodoro Rivadavia - Antonio Morán (Etapa 3)	Chubut	Comodoro Rivadavia	5,28	2001	16	Gamesa	G47/660	660	47	45	Cooperativa Eléctrica de SCPL	Fuera de Servicio
Cortí	Buenos Aires	Bahía Blanca	100,05	2018	29	Vestas	V126/3450	3450	126	87	Pampa Energía	En Funcionamiento
Cutral Co	Neuquén	Cutral Co	0,40	1994	1	Micon	M400	400	36	-	Cooperativa Eléctrica de Cutral Co	En Funcionamiento
Darregueira	Buenos Aires	Darregueira	0,75	1997	1	Neg Micon	NM44/750	750	44	42	Cooperativa Eléctrica de Darregueira	En Funcionamiento
Diadema	Chubut	Diadema	6,30	2011	7	Wobben (Enercon)	E44/900	900	44	45	Hychico S.A.	En Funcionamiento
El Jume	Santiago del Estero	Santiago del Estero	8,00	2015	4	IMPESA	IWP-100-2000	2000	100	85	Enerse Sapem	En Funcionamiento
El Llano I (Aluar I)	Chubut	Puerto Madryn	50,40	2019	14	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Aluar Aluminio Argentino	En Funcionamiento
El Llano II (Aluar II)	Chubut	Puerto Madryn	61,20	-	17	Vestas	V126/3450	3450	126	126	Aluar Aluminio Argentino	En Construcción
El Llano III (Aluar III)	Chubut	Puerto Madryn	53,20	-	14	Vestas	V136/3450	3450	136	126	Aluar Aluminio Argentino	En Construcción

P.I.P - COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO

Contreras, Leandro Gabriel – Labriola, Juan Manuel



El Mataco & San Jorge (Etapa 1 - El Mataco)	Buenos Aires	Tornquist	102,60	2019	27	Vestas	V136/4000-4200	4000	136	126	Petroquímica Comodoro Rivadavia	En Funcionamiento
El Mataco & San Jorge (Etapa 2 - San Jorge)	Buenos Aires	Tornquist	100,80	2020	24	Vestas	V136/4000-4200	4000	136	130	Petroquímica Comodoro Rivadavia	En Funcionamiento
Enos Necochea	Buenos Aires	Necochea	0,25	2009	-	Neg Micon	-	250	-	-	-	Fuera de Servicio
Garayalde	Chubut	Garayalde	24,15	2018	7	Vestas	V126/3450	3450	126	87	Pan American Energy/3Gal	En Funcionamiento
García del Río	Buenos Aires	Bahía Blanca	10,00	2019	4	Envision	2.5-110	2500	110	90	Envision	En Funcionamiento
Kosten (Etapa 1)	Chubut	Pampa del Castillo	3,60	-	1	Senvion	3.6M114 NES	3600	114	93	Grenergy Argentina	En Construcción
Kosten (Etapa 2)	Chubut	Pampa del Castillo	20,40	-	6	Senvion	3.4M114	3400	114	93	Grenergy Argentina	En Construcción
La Banderita	La Pampa	General Acha	39,60	2019	11	Vestas	V136/3450	3450	136	120	Grupo Frali	En Funcionamiento
La Castellana I	Buenos Aires	Villarino	96,00	2018	32	Acciona	AW 3000/125	3000	125	81	Central Puerto	En Funcionamiento
La Castellana II	Buenos Aires	Villarino	15,20	2019	4	Vestas	V126/3450	3450	126	-	Central Puerto	En Funcionamiento
La Genoveva I	Buenos Aires	Bahía Blanca	88,20	2019	23	Vestas	V136/4000-4200	4000	136	130	Central Puerto	En Funcionamiento
La Genoveva II	Buenos Aires	Bahía Blanca	41,80	2019	11	Vestas	V126/3450	3450	126	130	Central Puerto	En Funcionamiento
Loma Blanca I	Chubut	Trelew	51,20	-	16	Goldwind	GW140/3000	3000	140	100	Goldwind	En Construcción
Loma Blanca II	Chubut	Trelew	51,20	2020	16	Goldwind	GW140/3000	3000	140	100	Goldwind	En Funcionamiento
Loma Blanca III	Chubut	Trelew	51,20	-	16	Goldwind	GW140/3000	3000	140	100	Goldwind	En Construcción
Loma Blanca IV	Chubut	Trelew	51,00	2013	17	Alstom Power	Alstom Power 100	3000	100,8	75	Gennea	En Funcionamiento
Los Hércules (Vientos Los Hércules)	Santa Cruz	Pico Truncado	97,20	-	27	Senvion	3.6M114 NES	3600	114	93	Total Eren/Mitsui	En Construcción
Los Meandros	Neuquén	Cutral Co - Plaza Huincul	125,00	-	50	Envision	2.5-110	2500	110	90	Envision	En Construcción
Los Olivos	Córdoba	Achiras	22,80	-	6	Vestas	V126/3450	3450	126	126	Central Puerto	En Funcionamiento

P.I.P - COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO

Contreras, Leandro Gabriel – Labriola, Juan Manuel



Los Teros I	Buenos Aires	Azul	121,60	-	32	GE Energy	GE 3.8-137	3800	137	110	YPF	En Construcción
Los Teros II	Buenos Aires	Azul	52,00	-	13	GE Energy	GE 3.8-137	3800	137	110	YPF	En Construcción
Malaspina I	Chubut	Malaspina	50,40	-	14	Senvion	3.6M114 NES	3600	114	-	Total Eren	En Construcción
Manantiales (Etapa 1)	Chubut	Comodoro Rivadavia	49,50	2018	15	Vestas	V112/3300	3300	112	84	YPF	En Funcionamiento
Manantiales (Etapa 2)	Chubut	Comodoro Rivadavia	49,50	2018	15	Vestas	V112/3300	3300	112	84	YPF	En Funcionamiento
Manque	Córdoba	Achiras	57,00	-	15	Vestas	V126/3450	3450	126	-	Central Puerto	En Funcionamiento
Mayor Buratovich	Buenos Aires	Mayor Buratovich	1,20	1997	2	Bonus	B44/600	600	44	-	Cooperativa Eléctrica de Mayor Buratovich	En Funcionamiento
Miramar	Buenos Aires	Miramar	98,60	-	29	Goldwind	GW140/3000	3000	140	90	Goldwind	En Construcción
Necochea (Vientos de Necochea I)	Buenos Aires	Necochea	37,95	2020	11	Vestas	V136/3450	3450	136	87	Genneia	En Funcionamiento
Neuquinos (Vientos Neuquinos I)	Neuquén	Paraje Bajada Colorada	100,49	2020	29	Acciona	AW 3465/132	3465	132	120	AES Argentina	En Funcionamiento
Pampa II (PEPE II)	Buenos Aires	Coronel Rosales	53,20	2019	14	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Pampa Energía	En Funcionamiento
Pampa III (PEPE III)	Buenos Aires	Coronel Rosales	53,20	2019	14	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Pampa Energía	En Funcionamiento
Pico Truncado (Etapa 1) (Parque Eólico Jorge Romanutti)	Santa Cruz	Pico Truncado	1,20	2001	2	Wobben (Enercon)	E40/600	600	40	-	Municipalidad de Pico Truncado	En Funcionamiento
Pico Truncado (Etapa 2) (Parque Eólico Jorge Romanutti)	Santa Cruz	Pico Truncado	0,70	1996	7	Ventis	V20 100	100	20	-	Municipalidad de Pico Truncado	Fuera de Servicio
Pico Truncado (Etapa 3) (Parque)	Santa Cruz	Pico Truncado	0,30	1995	3	Ventis	V20 100	100	20	-	Municipalidad de Pico Truncado	Fuera de Servicio

P.I.P - COMPARACIÓN DE LA PERFORMANCE DE TORRES PARA AEROGENERADORES MULTI-MW DE DISTINTOS MATERIALES BAJO CARGAS DE VIENTO EXTREMO EN EL NORTE NEUQUINO

Contreras, Leandro Gabriel – Labriola, Juan Manuel



Eólico Jorge Romanutti)												
Pico Truncado (Etapa 4) (Parque Eólico Jorge Romanutti)	Santa Cruz	Pico Truncado	1,20	2004	2	Wobben (Enercon)	E40/600	600	40	-	Municipalidad de Pico Truncado	En Funcionamiento
Pomona I	Río Negro	Pomona	101,40	2019	26	Nordex	N131/3900	3900	131	120	Genneia	En Funcionamiento
Pomona II	Río Negro	Pomona	11,70	2019	3	Nordex	N131/3900	3900	131	120	Genneia	En Funcionamiento
Puerto Madryn I	Chubut	Puerto Madryn	72,00	2018	20	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Genneia	En Funcionamiento
Puerto Madryn II	Chubut	Puerto Madryn	151,20	2019	42	Vestas	V126/3450	3450	126	117	Genneia	En Funcionamiento
Punta Alta (Etapa 1)	Buenos Aires	Punta Alta	0,40	1995	1	Micon	M400	400	36	-	Cooperativa Eléctrica de Punta Alta	En Funcionamiento
Punta Alta (Etapa 2)	Buenos Aires	Punta Alta	1,80	1998	3	Bonus	B44/600	600	44	-	Cooperativa Eléctrica de Punta Alta	En Funcionamiento
Rada Tilly	Chubut	Rada Tilly	0,40	1996	1	Micon	M400	400	36	-	COAGUA	En Funcionamiento
Rawson I	Chubut	Rawson	48,60	2012	27	Vestas	V90/1800	1800	90	80	Genneia	En Funcionamiento
Rawson II	Chubut	Rawson	28,80	2012	16	Vestas	V90/1800	1800	90	80	Genneia	En Funcionamiento
Rawson III	Chubut	Rawson	24,00	2017	12	Vestas	V100/2000	2000	100	80	Genneia	En Funcionamiento
Tandil (Etapa 1)	Buenos Aires	Tandil	0,40	1995	1	Micon	M400	400	36	-	-	En Funcionamiento
Tandil (Etapa 2)	Buenos Aires	Tandil	0,00	1995	0	-	-	-	-	-	-	Fuera de Servicio
Tordillo (Etapa 1)	Chubut	Tordillo	1,50	2010	1	IMPESA	IWP-70-1500	1500	70	70	ENARSA	En Funcionamiento
Tordillo (Etapa 2)	Chubut	Tordillo	1,50	2010	1	NRG Patagonia	NRG 1500	1500	60	70	ENARSA	En Funcionamiento
Veladero	San Juan	Iglesia	2,00	2007	1	Dewind	D8.2	2000	80	80	Barrick Gold	En Funcionamiento
Villalonga	Buenos Aires	Patagones	54,00	2018	16	Vestas	V126/3450	3450	126	87	Genneia	En Funcionamiento

APÉNDICE B – MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

TEORÍA DE PLACAS (SHELLS AND PLATES)

En el presente trabajo se utilizará, para la modelación de la torre, el elemento tipo lámina o cáscara, ya que la geometría de la torre de un aerogenerador se asemeja al de las cáscaras.

Las placas y cáscaras son elementos estructurales bidimensionales que trabajan predominantemente a flexión. La característica que diferencia a ambos tipos de elementos es la curvatura que posee la superficie media de las cáscaras, a diferencia de las placas que establecer una analogía de una placa con la viga de Timoshenko y una cáscara con los arcos.

Constructivamente son sólidos deformables en lo que existe una superficie media a la que se le añade un espesor constante por encima y por debajo de la misma. El espesor en relación a las dimensiones de la placa o cáscara, debe ser pequeño, alrededor de un décimo de las mismas.

Existen dos teorías de placas: la teoría de Kirchoff y la de Mindlin-Reissner. La diferencia entre ambas es que utilizando las de Kirchoff los esfuerzos cortantes no son considerados y son utilizadas para lo denominado placas y cáscaras delgadas en las cuales el espesor es muy pequeño como para considerar el efecto de corte, mientras que en las de Mindlin-Reissner son considerados los esfuerzos cortantes.

Puede consultarse la teoría de Mindlin-Reissner en el Apéndice C.

RFEM Y RWIND

La mente humana no es capaz de resolver complejas ecuaciones como lo hacen las computadoras. Anteriormente al uso de computadores era necesario simplificar el modelo mediante hipótesis para facilitar su resolución

Hoy en día, con las computadoras y su poderosa capacidad de procesamiento de información, con un software determinado, pueden resolverse problemas discretos y continuos en un tiempo menor que sin la utilización de la misma.

En un programa de MEF puede modelizarse desde un elemento estructural simple como lo son las barras modeladas como elemento lineal de 1 dimensión, con geometría definida y compuesto de 2 nodos (Figura B.1), hasta elementos de descripción compleja como puede ser una presa de gravedad a través de elementos tridimensionales discretizados de manera conveniente (Figura B.2).

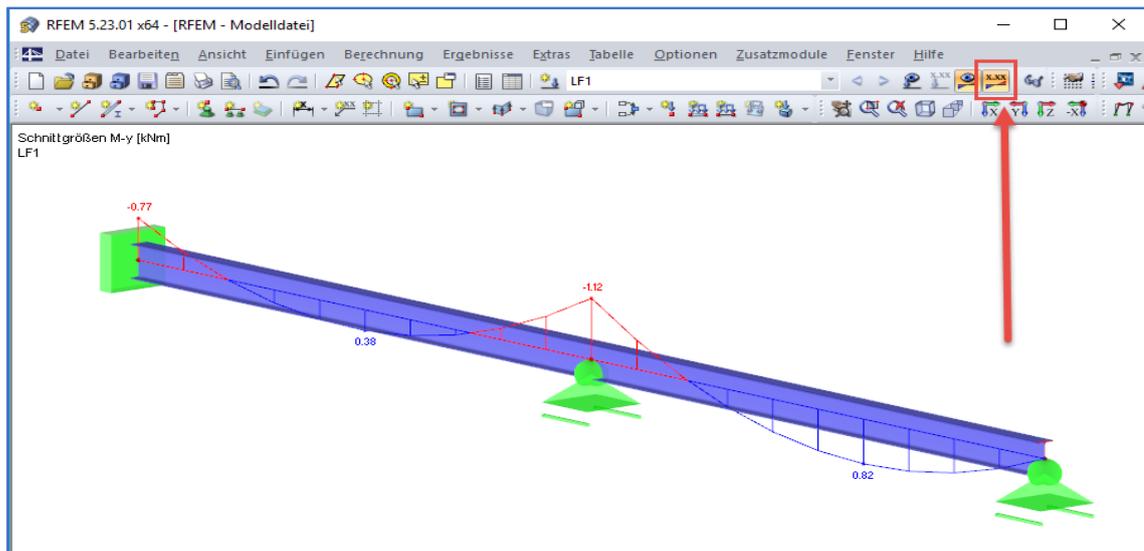


Figura B.1 – Modelado de barra con un empotramiento y dos apoyos simples en RFEM. (Dlubal Software GmbH, 2016)

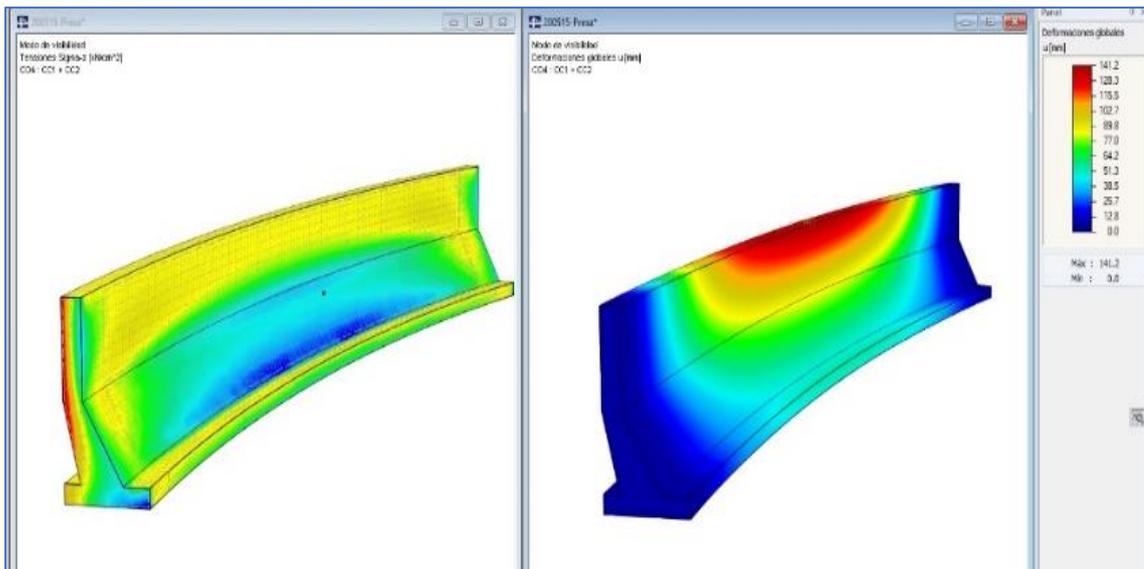


Figura B.2 – Modelo tridimensional de una presa en arco. (Dlubal Software GmbH, 2016)

Los programas a utilizar en el presente trabajo, los cuales emplean el MEF, son el RFEM, el cual en su manual se lo identifica como “herramienta potente para satisfacer los diferentes retos que supone la Ingeniería Civil moderna” (Dlubal Software GmbH, 2016), y el RWIND, el cual permite realizar una simulación del ensayo del Túnel de Viento al modelo analizado en el trabajo.

RWIND permite simular el flujo de viento dentro de un túnel de viento virtual y como este actúa sobre una estructura modelada Importada desde otro software. Utiliza un código Dinámica de Fluidos Computacional llamado OpenFOAM, el cual se utiliza para generar un campo de velocidad y presión en tres dimensiones, lo cual podría denominarse un Túnel de Viento Virtual. Las ecuaciones utilizadas son las RANS (Reynold's Average Navier Stoke Equation) promediando los resultados obtenidos en el tiempo. El programa permite también colocar cargas de viento una vez ensayada la estructura en RWIND en el RFEM.

RFEM y RWIND presentan un fácil manejo y uso, aun cuando posee una cantidad apreciable de herramientas y utilidades para el análisis estructural. Entre las herramientas que posee el programa se pueden mencionar: distribución de cargas de viento para superficies abiertas y cerradas de las estructuras, la inclusión de las normas americanas y europeas entre otras con los casos de carga correspondiente a cada uno, análisis estático y dinámico de una estructura y una lista amplia de secciones de acero, hormigón armado y madera, entre otros.

La utilización de RWIND permite la alternativa de poder realizar un análisis de viento, en caso de no poder contar con el acceso a un Ensayo de Túnel de Viento.

Como se expuso anteriormente, el tipo de elemento a utilizar va a ser el tipo de cáscara gruesa, el cual se encuentra disponible en RFEM, utilizando el modelo de Mindlin-Reissner. (Dlubal Software GmbH, 2016)

APÉNDICE C – TEORÍA DE MINDLIN-REISSNER

Generalidades:

En la teoría de Mindlin-Reissner se dan las condiciones para el movimiento en el plano de la placa, así que el movimiento en el plano xy se considera en los cálculos. Estos movimientos quedan descritos de la siguiente manera:

$$\theta_x \approx \tan(\theta_x) = \frac{\partial w(x, y)}{\partial x} + \phi_x \quad (D.1)$$

$$\theta_y \approx \tan(\theta_y) = \frac{\partial w(x, y)}{\partial y} + \phi_y \quad (D.2)$$

Donde ϕ_x y ϕ_y representan la distorsión angular que sufre la sección transversal al no permanecer ortogonal al plano medio de la placa. Se reitera que esto es válido para una relación de espesor-altura menor a $\frac{1}{10}$.

Las hipótesis de Mindlin-Reissner son:

1. El material de la placa es elástico lineal.
2. Los esfuerzos normales en la dirección z son equivalentes a cero:

$$\sigma_z(x, y, z) = 0 \quad (D.3)$$

3. El desplazamiento vertical para los puntos del plano medio no depende de z :

$$u_z(x, y, z) = w(x, y) \quad (D.4)$$

4. Los puntos del plano medio solo sufren desplazamiento vertical:

$$u_x(x, y, 0) = u_y(x, y, 0) = 0 \quad (D.5)$$

5. El desplazamiento en dirección x e y depende de la rotación alrededor del eje de la siguiente manera:

$$u_x(x, y, z) = u = -z\theta_x(x, y) \quad (D.6)$$

$$u_y(x, y, z) = v = -z\theta_y(x, y) \quad (D.7)$$

Esto quiere decir que la sección transversal antes de la deformación permanece plana pero no ortogonal al plano medio de la viga después de la deformación. θ representa el giro de la sección normal al eje neutro de la viga, esto es $z = 0$.

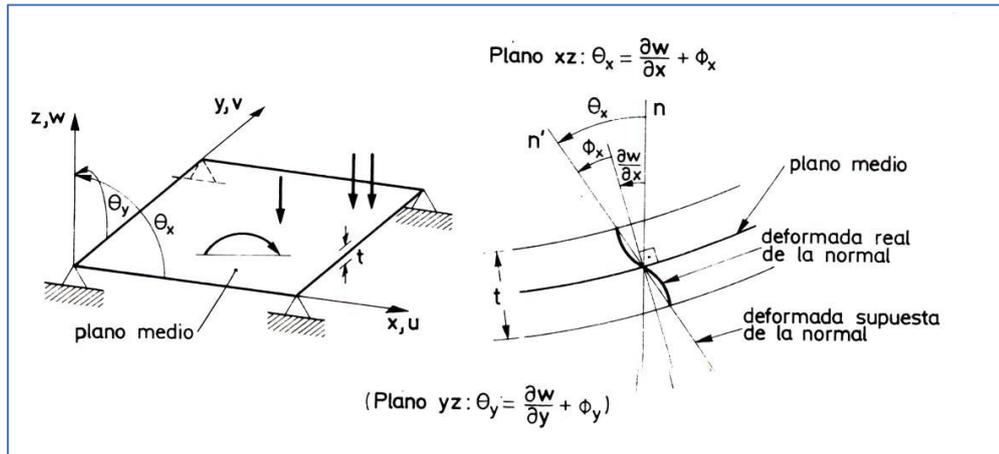


Figura C.1 – Convenio de signos para los movimientos y giro de la normal en la teoría de placas de Reissner-Mindlin. (Carbonell i Puigbó, 2004)

Campo de deformaciones, tensiones y esfuerzos:

La hipótesis de no ortogonalidad de la normal se traduce en que las deformaciones transversales γ_{xz} y γ_{yz} no sean nulas. [...] El vector se define por:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \\ \dots \\ \tau_{xz} \\ \tau_{xy} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_f \\ \dots \\ \sigma_c \end{pmatrix} \tag{D.3}$$

Donde σ_f y σ_c representan los vectores de tensiones debidas a efectos de flexión y corte transversal, respectivamente, el vector de deformaciones asociado al de tensiones es:

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \gamma_{xy} \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{yz} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -z \frac{\partial \theta_x}{\partial x} \\ -z \frac{\partial \theta_y}{\partial y} \\ -z \left(\frac{\partial \theta_x}{\partial y} + \frac{\partial \theta_y}{\partial x} \right) \\ \dots \\ \frac{\partial w}{\partial x} - \theta_x \\ \frac{\partial w}{\partial y} - \theta_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_f \\ \dots \\ \varepsilon_c \end{pmatrix} \tag{D.4}$$

Donde ε_f y ε_c representan los vectores de deformación de flexión y de cortantetransversal. La relación tensión-deformación viene dada por:

$$\sigma = D \cdot \varepsilon \tag{D.5}$$

$$\begin{pmatrix} \sigma_f \\ \dots \\ \sigma_c \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} D_f & \vdots & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & \vdots & D_c \end{bmatrix} * \begin{pmatrix} \varepsilon_f \\ \dots \\ \varepsilon_c \end{pmatrix} \quad (D.6)$$

Donde D_f y D_c son las matrices constitutivas a flexión y corte, respectivamente. En el caso de elasticidad ortótropa se escriben así:

$$\frac{1}{1 - \nu_{yx} \cdot \nu_{xy}} \cdot \begin{bmatrix} E_x & \nu_{xy} E_x & 0 \\ \nu_{yx} E_x & E_y & 0 \\ 0 & 0 & \nu_{yx} \cdot \nu_{xy} G_{xy} \end{bmatrix} \quad (D.7)$$

$$D'_c = \begin{bmatrix} G_{xz} & 0 \\ 0 & G_{yz} \end{bmatrix} \quad (D.8)$$

Si el material es isótropo, entonces:

$$G_{xy} = G_{xz} = G_{yz} = \frac{E}{2 \cdot (1 - \nu)} \quad (D.9)$$

$$E_x = E_y = E_z \quad ; \quad \nu_{xy} = \nu_{xz} = \nu_{yz} = \nu \quad (D.10)$$

Campo de esfuerzos y deformaciones generalizadas:

A partir del vector de esfuerzos en un punto del plano medio, se obtienen los momentos flectores, integrando a través del espesor, el momento con respecto al plano medio de las tensiones σ_x, σ_y y τ_{xy} y los cortantes, integrando las tensiones tangenciales transversales τ_{xz}, τ_{yz} :

$$\hat{\sigma} = \begin{Bmatrix} \hat{\sigma}_f \\ \dots \\ \hat{\sigma}_c \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} M_x \\ M_y \\ M_{xy} \\ \dots \\ Q_x \\ Q_y \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{z}{2} \\ \dots \\ \frac{-z}{2} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} z \sigma_x \\ z \sigma_y \\ z \tau_{xy} \\ \dots \\ \tau_{xz} \\ \tau_{yz} \end{Bmatrix} dz = \begin{bmatrix} \frac{z}{2} \\ \dots \\ \frac{-z}{2} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} z \sigma_f \\ \dots \\ \sigma_c \end{Bmatrix} \quad (D.11)$$

Operando adecuadamente:

$$\hat{\sigma} = \begin{Bmatrix} \hat{\sigma}_f \\ \dots \\ \hat{\sigma}_c \end{Bmatrix} = \int_{-\frac{t}{2}}^{\frac{t}{2}} \begin{Bmatrix} z \sigma_f \\ \dots \\ \sigma_c \end{Bmatrix} dz = \int_{-\frac{t}{2}}^{\frac{t}{2}} \begin{Bmatrix} z \mathbf{D}_f \begin{Bmatrix} -z \frac{\partial \theta_x}{\partial x} \\ -z \frac{\partial \theta_y}{\partial y} \\ -z \left(\frac{\partial \theta_x}{\partial y} + \frac{\partial \theta_y}{\partial x} \right) \end{Bmatrix} \\ \dots \\ \mathbf{D}_c \begin{Bmatrix} \frac{\partial w}{\partial x} - \theta_x \\ \frac{\partial w}{\partial y} - \theta_y \end{Bmatrix} \end{Bmatrix} dz = \begin{Bmatrix} \frac{t^3}{12} \mathbf{D}_f \hat{\epsilon}_f \\ \dots \\ t \mathbf{D}_c \hat{\epsilon}_c \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \hat{\mathbf{D}}_f \hat{\epsilon}_f \\ \dots \\ \hat{\mathbf{D}}_c \hat{\epsilon}_c \end{Bmatrix} \quad (D.7)$$

Donde:

$$\hat{\mathbf{D}}_f = \frac{t^3}{12} \mathbf{D}_f \quad \hat{\mathbf{D}}_c = t \mathbf{D}_c \quad (D.12)$$

Son las matrices constitutivas generalizadas de flexión y corte, respectivamente. Las deformaciones generalizadas de flexión y corte por otro lado se expresan como sigue:

$$\hat{\epsilon} = \begin{Bmatrix} \hat{\epsilon}_f \\ \dots \\ \hat{\epsilon}_c \end{Bmatrix} \quad \hat{\epsilon}_f = \begin{Bmatrix} -\frac{\partial \theta_x}{\partial x} \\ -\frac{\partial \theta_y}{\partial y} \\ -\left(\frac{\partial \theta_x}{\partial y} + \frac{\partial \theta_y}{\partial x} \right) \end{Bmatrix} \quad \hat{\epsilon}_c = \begin{Bmatrix} \frac{\partial w}{\partial x} - \theta_x \\ \frac{\partial w}{\partial y} - \theta_y \end{Bmatrix} \quad (D.13)$$

Donde $\hat{\epsilon}_f$ y $\hat{\epsilon}_c$ pueden interpretarse como los vectores de curvaturas y de cizallamientos transversales de un punto de la superficie media de la placa, La relación entre vectores de deformación y deformación generalizada es inmediata:

$$\epsilon_f = z \hat{\epsilon}_f \quad \epsilon_c = \hat{\epsilon}_c \quad (D.14)$$

Finalmente, se escribirá la relación constitutiva entre el vector esfuerzos y deformaciones generalizadas, que es análoga a la que hay entre el vector tensiones y deformaciones.

$$\hat{\sigma} = \hat{\mathbf{D}} \hat{\epsilon} \quad (D.15)$$

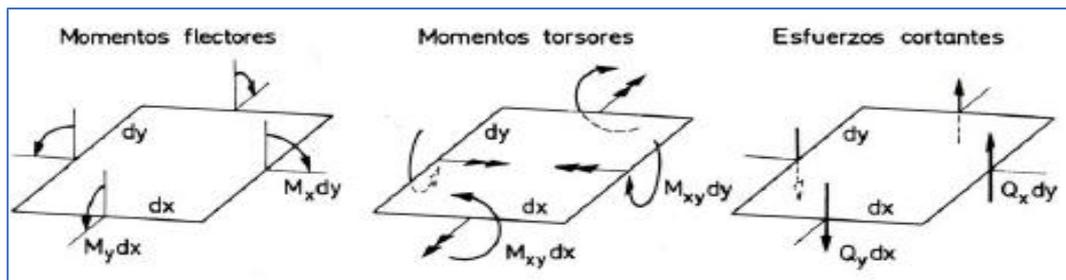


Figura C.2 – Convenio de signos para los esfuerzos en una placa (Carbonell i Puigbó, 2004)