

FUNDAMENTOS DE CÁLCULO DE COMPONENTES ESTRUCTURALES DE AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Ramiro R. Manzanares¹, Javier B. Lucero², Sergio F. Mohamed²

¹ IMPSA Wind – Carril Rodríguez Peña 2451 – Godoy Cruz – M5503AHY, Mendoza, Argentina
 Tel. 03815494193 email: ramiromanzanares@hotmail.com

² Instituto de Estructuras, Universidad Nacional de Tucumán - Av. Roca 1800, 4000 S.M. de Tucumán, Argentina

Recibido 14/08/13, aceptado 23/0/13

RESUMEN: El objetivo de este documento es describir de manera concisa las numerosas consideraciones a tener en cuenta en el análisis estructural de aerogeneradores, basado en regulaciones de normativa internacional y recomendaciones de entidades certificadoras. Dichas consideraciones son de aplicación tanto para el análisis aerolástico global de un aerogenerador, en el cual se influyen mutuamente elementos con variados modos de vibración sometidos a cargas estocásticas, como para el análisis estructural individual de cada componente. En este sentido, el trabajo muestra brevemente los estudios singulares de torre y fundación de un equipo existente en pleno funcionamiento en la República Argentina: el Aerogenerador IWP-83 de la Empresa IMPSA Wind. Se manifiestan las consideraciones tomadas previamente y las limitaciones previstas en el cálculo. Posteriormente se plantea el modelo computacional y se exponen los resultados.

Palabras clave: eólica, aerogenerador, cálculo, estructura, cargas dinámicas, vibración.

PRINCIPALES COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

A continuación se realizará una descripción resumida de los principales componentes estructurales de una turbina eólica de eje horizontal (palas, torre y fundación) desde el punto de vista de su tipología y su forma de trabajo.

1) **Palas:** Al situarse estos elementos en el seno de una corriente de aire, presentan una resistencia al avance deformando los filetes fluidos; esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento. Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una placa como las palas típicas de aerogeneradores, se observa que la resultante F_{RS} de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico, siendo su dirección aproximadamente perpendicular a la placa, su sentido hacia donde fluye el aire, y su intensidad proporcional a la superficie expuesta de la pala y al cuadrado de la velocidad del viento.

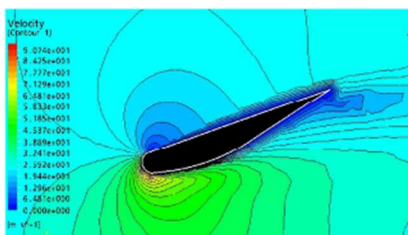


Figura 1 - Velocidades del flujo para ángulo de ataque de 12°

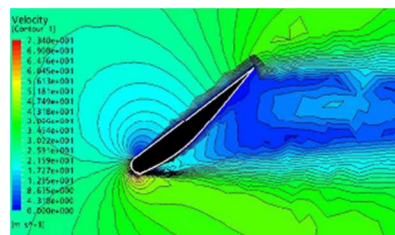


Figura 2 - Velocidades del flujo para ángulo de ataque de 30°

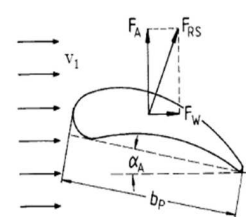


Figura 3 – Fuerzas actuantes sobre el perfil de una pala

Dicha fuerza resultante F_{RS} (Figura 3) puede ser desglosada convenientemente según coordenadas “lag” (tangencial) y “flap” (fuera del plano de rotación), para obtener la fuerza ascensional “ F_A ” (dirección tangencial) y la fuerza de arrastre o empuje “ F_W ”. La fuerza ascensional F_A es la responsable del giro del rotor y su generación, mientras que la fuerza de arrastre F_W es la causante de la flexión sobre las aspas hacia afuera del plano de rotación y por supuesto de las cargas que se trasladan al rotor.

Pruebas de resistencia mecánica y fatiga: Los componentes de un generador eólico sujetos a mayores requerimientos por fatiga son las palas del rotor. Por ello se llevan a cabo con ellas numerosos experimentos en bancos de prueba. Se verifica experimentalmente la resistencia mecánica a través de ensayos de capacidad de carga (Figura 4) y se simulan conjuntos de cargas dinámicas a través de elevados números de repeticiones de carga durante la vida útil, combinados con las amplitudes correspondientes; verificando con ello las condiciones de fatiga y determinando en forma aproximada los modos de vibración de las mismas (Figura 5).



Figura 4 - Prueba de resistencia mecánica



Figura 5 - Banco de prueba de fatiga

2) **Torre:** La torre es un componente principal en un aerogenerador de eje horizontal. Los costos involucrados pueden constituir hasta un 20% de los costos totales. Al aumentar la altura de la torre, los materiales, el montaje y el servicio son más complejos; pero por otro lado, el rendimiento y la producción del equipo también aumentan.

Hoy en día existen cuatro conceptos de diseño de torres para aerogeneradores: a) *Estructura reticulada* (Fig.6): De uso normal para generadores de hasta 30m de altura, aunque también tuvieron aplicación en torres de gran porte (160m). Su aspecto provoca un impacto visual negativo. b) *Estructura de hormigón* (Fig.7): torres de hormigón pretensado se utilizan hoy en día para torres mayores a 85m de altura como opción más rentable. Aumentan la frecuencia de vibración del conjunto, alejando al equipo de las frecuencias de operación. c) *Torres tubulares de acero*(Fig.8): Para el caso de torres tubulares de acero se toma una solución opuesta a las torres de hormigón, diseñándose torres flexibles para que la frecuencia de resonancia del sistema sea menor que la frecuencia de operación del rotor. El límite rentable de este tipo de torres alcanza hoy en día los 85m de altura. d) *Torres mixtas*: Torre de acero montada sobre un tramo de torre de hormigón, solución utilizada en alturas mayores a 100m.



Figura 6 - Torre reticulada de 160 m de alt.; Laasow, Alemania (2,5MW- SeeBa)



Figura 7 - Torre de hormigón postesado de 97m – Enercon E82



Figura 8 - Torre metálica 85m Impsa IWP-83. La Rioja, Argentina.

3) **Fundación:** Sus características están determinadas por el tamaño de la máquina, los vientos actuantes y por las condiciones geológicas locales. Dependiendo de ello, pueden ser necesarias fundaciones superficiales (Figuras 9 y 10) o fundaciones combinadas con pilotaje (Figura 11). Típicamente son circulares o rectangulares, conformadas en hormigón armado. Las torres de acero se vinculan a través de una virola o anillo metálico anclado en la base. Las torres de hormigón prefabricadas en algunos casos se insertan en un “cajón” que espera en la fundación. En caso de requerirse un sistema de pilotaje debajo de la fundación superficial, el aumento de costos en la misma ronda el 30 a 50%.

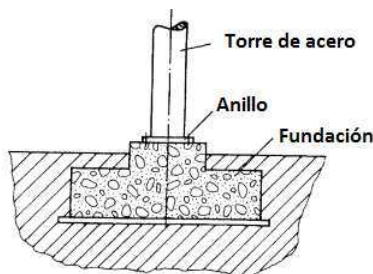


Figura 9 - Torre tubular de acero anclada a anillo en la base

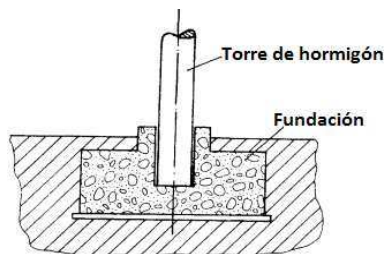


Figura 10 - Torre de hormigón inserta en cajón de espera.

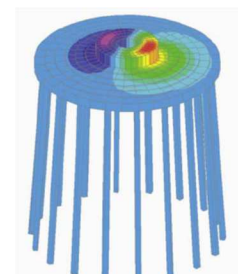


Figura 11 – Fundación sobre pilotaje

Es de considerar también que la rigidez de empotramiento de la torre en el suelo tiene una influencia en la frecuencia natural de flexión, sobre todo en suelos blandos.

SOLICITACIONES EN AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Las turbinas eólicas están expuestas a solicitaciones muy específicas. Debido a la naturaleza estocástica del viento las cargas son cambiantes, menos previsible y además someten a todos los componentes estructurales a la fatiga. A esto se suma la necesidad de grandes estructuras de captación para generar cantidades considerables de energía. Al aumentar su tamaño, las estructuras se comportan más elásticamente y por lo tanto las cargas cambiantes crean una interacción aeroelástica compleja que induce a vibraciones y resonancias que pueden desembocar en cargas dinámicas adicionales.

Clasificación de cargas y su efecto en el aerogenerador: Las fuerzas que actúan sobre el rotor son atribuibles a los efectos de las fuerzas del viento, la masa y elástica. Las diferentes cargas y solicitaciones de las fuerzas del viento y masa se pueden clasificar de acuerdo a su efecto temporal en relación al giro del rotor (ver Tabla 1):

- a)- Cargas aerodinámicas provenientes de vientos constantes y fuerzas centrífugas, generan cargas estacionarias independientes del tiempo, siempre que el rotor gire a velocidad constante.
- b)- Campos estacionarios, pero espacialmente desiguales en el área de barrido, provocan cambios cíclicos de carga al tiempo que el rotor gira. Ejemplos: 1) la velocidad del viento que aumenta con la altura somete a la pala a mayores empujes cuando la misma pasa por el punto superior; 2) Un flujo transversal de viento hacia el rotor impacta diferencialmente en las palas.
- c)- Las fuerzas máxicas correspondientes a las palas del rotor también generan cargas periódicas y por lo tanto no estacionarias. Por otra parte, las cargas giroscópicas que ocurren con la orientación (yaw) del rotor, pertenecen también a aquellas que varían en función del número de revoluciones del rotor.
- d)- Además de las cargas fijas y cíclicas, el rotor está expuesto a cargas no periódicas (muy variables en magnitud y en espacio) causadas por la turbulencia del viento.

Situaciones particulares a considerar: Por otro lado, este tipo de estructuras se verán sometidas a lo largo de su vida útil a una serie de condiciones adicionales que surgen de maniobras de control y operación, situaciones ambientales y accidentales:

1) Operacionales:

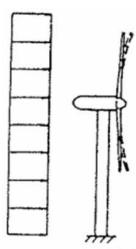

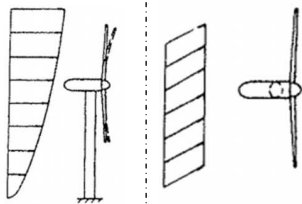
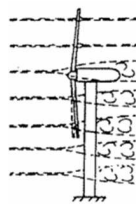
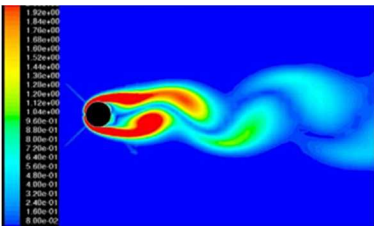
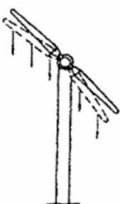
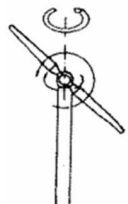
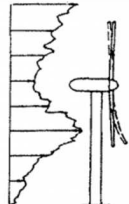
- a) Arranque: En turbinas con control de paso, las aspas rotan convenientemente en función de la velocidad del viento para lograr un arranque con menor necesidad de energía.
- b) Apagado y corte de emergencia: El apagado normalmente se realiza a través del control de paso de las palas (pitch control), por lo que no se involucran cargas demasiado elevadas. Una excepción es el *corte de emergencia*, donde los empujes aerodinámicos cambian de dirección, pudiendo ocasionar incrementos de carga negativos importantes.
- c) Motor apagado: La situación con la que deben convivir las palas en este caso es el viento máximo, o viento de supervivencia. Se asume que las alas del rotor están en posición de bandera y el rotor se alinea con el flujo de viento. Además, se asume que el control de orientación funciona correctamente en esta situación crítica de viento.

2) Ambientales - Formación de hielo: Las experiencias en campo indican que la formación de hielo sólido en las palas del rotor no provoca cargas especiales, más que una reducción en el rendimiento de generación.

3) Desperfectos técnicos:

- a) Mal funcionamiento del sistema de paso de las palas (pitch): un ángulo de inclinación inadecuado de las palas para las condiciones de funcionamiento implica cargas especiales y puede desencadenar el embalamiento del rotor.
- b) Falla en el sistema de orientación (yaw): Una falla en el control o el manejo del sistema de orientación puede exponer al rotor a vientos cruzados extremos.
- c) Corto circuito en el generador: Esta condición significa una carga extrema para la transmisión. El torque en la misma puede alcanzar siete veces los valores normales de torque.
- d) Embalamiento del rotor: Fallas en el sistema de paso de las aspas o una pérdida súbita de la carga eléctrica (por ejemplo una falla en la red) puede generar que la velocidad de operación del rotor se exceda. El embalamiento del rotor es el mayor peligro en un aerogenerador. Se requiere entonces un buen margen de seguridad entre las velocidades de operación y las de supervivencia.
- e) Desbalanceo del rotor por rotura de un aspa: Esta situación sería crítica desde el punto de vista del cambio de período de vibración para los demás elementos de la instalación. Sólo se trata de un criterio aplicable a pequeñas instalaciones, ya que considerar esta situación en equipos muy grandes implicaría enormes costos extra.

Tabla 1- Clasificación de cargas

		Fuerzas aerodinámicas	Fuerzas inerciales y de gravedad
Cargas no estables	Cargas estables	 <p>Acción media del viento: a nivel práctico este concepto es útil para calcular el nivel de carga media que se produce durante un largo periodo de tiempo.</p>	 <p>Fuerzas centrífugas: no son elevadas en este tipo de estructura, sobre todo teniendo en cuenta la baja cantidad de revoluciones por minuto (por lo normal entre 12 y 18 rpm).</p>
	Cíclicas	 <p>Distribución vertical del viento</p> <p>Vientos cruzados y orientación</p> <p>El viento impacta asimétricamente en las palas a medida que estas giran y se someten a presiones cíclicas desiguales.</p>  <p>Amortiguamiento de la torre: En la zona posterior torres de sección cilíndrica se genera una estela de flujo turbulento y depresión. Otra característica típica de estos casos es la formación intercalada de vórtices a ambas caras de la torre con una frecuencia definida (conocidos como vórtices de von Karman). Dichos vórtices generan en la torre una acción pulsatoria lateral, es decir, una fuerza actuante en dirección perpendicular a la dirección del viento.</p>  <p>(Representación de vórtices de Von Karman).</p>	 <p>Cargas gravitatorias: El peso propio de los componentes puede cobrar importancia con el rotor detenido o a bajas velocidades.</p>  <p>Cargas giroscópicas (yaw): Un movimiento rápido de orientación puede generar elevados momentos giroscópicos, que se materializarán como momentos de pitcheo en el eje del rotor.</p> <p>Por ello se fuerzan velocidades de orientación muy bajas (aprox. 0,5 grados por segundo)</p>
	No cíclicas	 <p>Turbulencias del viento: las cargas de diseño son en gran parte determinadas por las fluctuaciones de corto plazo, que contribuyen a la fatiga del material. Los picos de turbulencia de varias decenas de segundos se denominan ráfagas, cuya descripción más acertada es basada en la estadística (sobre todo el modelo de Frost).</p>	<p>Cargas sísmicas: pueden tomar gran importancia debido a la configuración tipo péndulo invertido de estas estructuras.</p>

COMBINACIONES DE CARGA Y CARGAS ASUMIDAS

Cuando los casos de carga son reconocidos, el nuevo objetivo es identificar las condiciones en las cuales el aerogenerador está sujeto a dichas cargas. Esto define las combinaciones de carga. Para aerogeneradores, los casos de carga van de la mano con las condiciones de viento y el estatus operacional. Los estados tensionales máximos de los diferentes componentes de estos equipos ocurren para estados de carga distintos, por lo que es importante considerar todas las situaciones posibles.

En el aspecto estructural, la vida de la turbina eólica puede ser representada a través de un conjunto de situaciones de diseño, las cuales cubren los escenarios más adversos que el aerogenerador pueda experimentar. Estas situaciones están listadas en normas como IEC 61400-1, DS472 ó en los Lineamientos para la certificación de Turbinas Eólicas de Germanischer Lloyd.

Particularmente la norma IEC 61400-1 lista 33 estados de carga diferentes que engloban situaciones de: a) Generación de energía, b) Generación de energía con evento de falla o pérdida de la red eléctrica, c) Arranque, d) Apagado normal y de emergencia, e) Parada o marcha en vacío y f) Transporte, montaje y mantenimiento. Para cada una de las combinaciones de carga se detalla el tipo de análisis a realizar: *Estado de Servicio, Estado Último ó Fatiga*. Por otra parte, se manifiestan en cada caso los correspondientes *Factores Parciales de Seguridad* (aplicables a cargas y materiales) que deberán considerarse para cada situación: Normal y Extremo, Esfuerzos últimos, Esfuerzos de Fatiga, Situación anormal, Sismo, Transporte/Montaje/Mantenimiento.

DISEÑO ESTRUCTURAL Y MODELACIÓN DE TORRE

Hay tres aspectos del diseño estructural de un aerogenerador que deben ser considerados:

- 1- La resistencia mecánica de los componentes: deben ser capaces de soportar las más altas velocidades probables de viento.
- 2- La vida de fatiga de los componentes debe estar asegurada para su vida útil (20 a 30 años): Las tensiones causadas por las cargas extremas se pueden estimar con relativa facilidad, no así los complejos fenómenos derivados de la fatiga del material.
- 3- La rigidez de los componentes: El comportamiento vibratorio de un aerogenerador se puede mantener bajo control sólo cuando los parámetros de rigidez de todos sus componentes son cuidadosamente seleccionados y combinados.
- 4- Condiciones de borde por transporte y montaje: el diseño estructural debe ser concebido considerando las limitantes de logística y montaje, que pueden llegar a impactar muy fuertemente en los costos globales del proyecto.

Ejemplo de modelación de torre

Se ha tenido la grata posibilidad de contactar con la Firma IMPSA, empresa argentina nacida en la Provincia de Mendoza, de extensa trayectoria en el sector energético y de gran expansión a nivel global. En cuanto al proyecto consultado, se trata del parque eólico "Arauco". El mismo se halla ubicado en la Provincia de La Rioja, en las cercanías de la localidad de Aimogasta. El modelo tomado para este estudio es el aerogenerador Impsa IWP-83, de 85 metros de altura de hub y tecnología UNIPOWER, de 2.1MW.

Se ha modelado la torre con la asistencia de un software multipropósito, a través de elementos tipo placa ("Shell").

Los datos geométricos considerados para la conformación del modelo computacional fueron provistos por la Empresa Impsa. Dicha torre es realizada y transportada en cuatro tramos de diámetros y espesores variables. La vinculación entre tramos se materializa mediante bridas de abulonado interno.

El modelo realizado en el presente trabajo busca ser demostrativo y general, y por lo tanto algunos detalles (que resultan engorrosos en su representación) no son considerados. Se adoptan las siguientes simplificaciones:

- El modelo considera la torre en forma aislada. Si bien el análisis de viento y de sismos sobre la torre sigue los lineamientos reglamentarios, y además las cargas adoptadas para el punto superior son confiables, no se ha realizado en este trabajo el estudio de la estructura como un todo. En otras palabras, escapan de este trabajo algunos fenómenos vibracionales que se desprenderían de analizar la instalación como un conjunto elástico.
- Se consideró continuidad de material en la zona de bridado. Esto quiere decir que no se realizará la verificación de los pernos de la unión, suponiéndose que la misma verifica perfectamente.
- No se mostrarán las particularidades de la puerta de acceso al aerogenerador (ubicada a 2 metros de altura sobre la unión base-torre). Se remarca, sin embargo, que se trata de un punto importante a tener en cuenta por la debilidad estructural que significa.
- No ha de modelarse la fundación superficial y ha de considerarse la torre empotrada en la base con una cierta rigidez, para luego tomar las solicitaciones extremas que serán transferidas a la estructura de fundación.

Se ha modelado la torre mediante 8100 elementos tipo Placa (“Shell”) rectangulares, a los cuales se le asignaron condiciones de material (pcso específico, coeficiente de Poisson, módulo de elasticidad), condiciones geométricas (espesor, ancho y altura), condiciones de vinculación a los elementos colindantes y condiciones de carga.

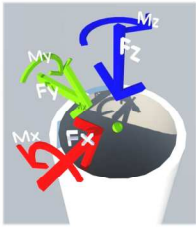


Figura 12 - Esquema de Fuerzas estáticas equivalentes en punta de torre. En el modelo se ha idealizado esto a través de cachos rígidos que conectan los nodos de todas las placas perimetrales superiores a un nodo especial, ubicado a 83,4m de altura sobre el nivel de terreno en el eje de rotación de la columna.

Cargas sísmicas: Para la asignación de cargas sísmicas sobre el sistema se trabajó con el método de análisis modal espectral. Se ingresó en el programa de cálculo el Espectro de Pseudoaceleraciones correspondiente para el sistema. El mismo se obtuvo en función de la Zonificación Sísmica, el Factor de riesgo de la construcción, las Condiciones Locales del Suelo y el Amortiguamiento del sistema, siguiendo los lineamientos del reglamento INPRES CIRSOC 103.

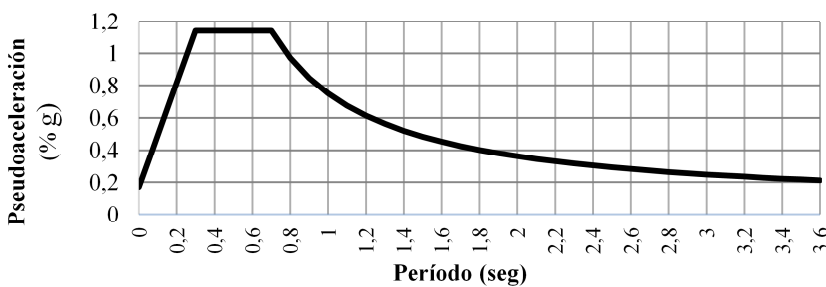


Figura 13 – Diagrama de Pseudoaceleraciones considerado para el sistema.

Cargas por viento: Además de las cargas provistas sobre rotor, se tuvieron en cuenta todos los efectos del viento actuante sobre la torre. Para ello se estudió minuciosamente la variación de las presiones normales a cada elemento placa del modelo: tanto en altura (distribución exponencial de las presiones en altura) como en sección (distribuciones perimetrales) –Fig.14.

Otros estados de carga de vientos ingresados fueron el de Empuje y Fuerzas de deriva (Figura 15).

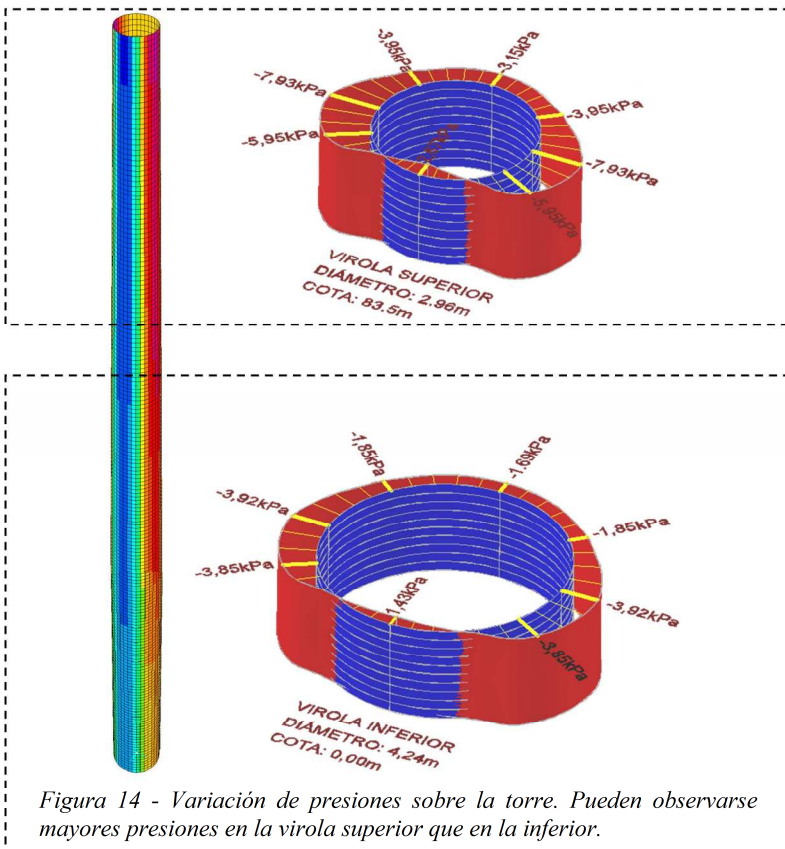


Figura 14 - Variación de presiones sobre la torre. Pueden observarse mayores presiones en la viola superior que en la inferior.

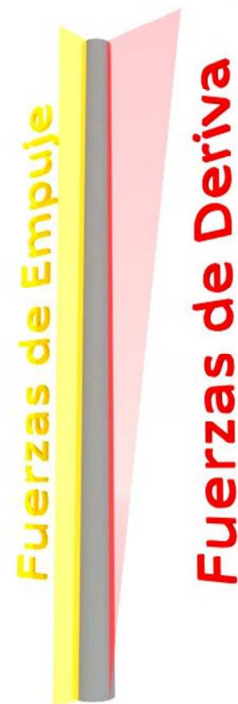


Figura 15 - Distribución de fuerzas de Empuje y fuerzas laterales de Deriva

Resultados del modelo: Se muestra a continuación un resumen de los puntos más sobresalientes de salida de datos.

a) Modos más importantes de vibración de la torre;

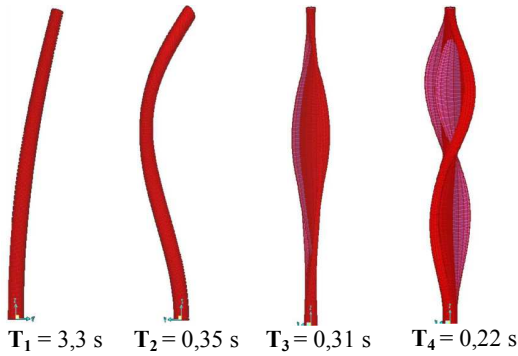


Figura 16 – Modos de vibración principales:

Como en toda estructura de forma pendular, puede observarse un primer modo de vibración muy preponderante por sobre los demás (obsérvese la diferencia entre el primer periodo de vibración “T1” y los restantes). Esto define que todas las respuestas que la estructura entrega ante cualquier de sollicitación dinámica, lleven una marcada influencia del primer modo.

b) Valores de tensiones de los elementos “Shell” para la combinación “Envolvente”

Para mostrar en forma resumida la verificación de tensiones en los elementos placa a lo largo de la torre, se ha creado una combinación de carga de carácter envolvente bajo la cual se extrajeron resultados. El criterio de control de tensiones volumétricas mas difundido para estos casos es el criterio de rotura propuesto por R.Von Mises (1945, On Saint-Venant's Principle, Bull. AMS, 51, 555-562), el cual considera que la rotura por resistencia se da cuando en un punto determinado la energía de rotura por unidad de volumen en estado de esfuerzo combinado es igual o mayor que el límite admisible de resistencia unidimensional del material. Es decir:

$$\sigma_{VON\ MISES} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2}{2}} > \sigma_{adm} = 140\ MPa \quad (1)$$

Donde:

σ_1 , σ_2 , σ_3 : Tensiones principales en la placa ; σ_{adm} : Tensión admisible del material

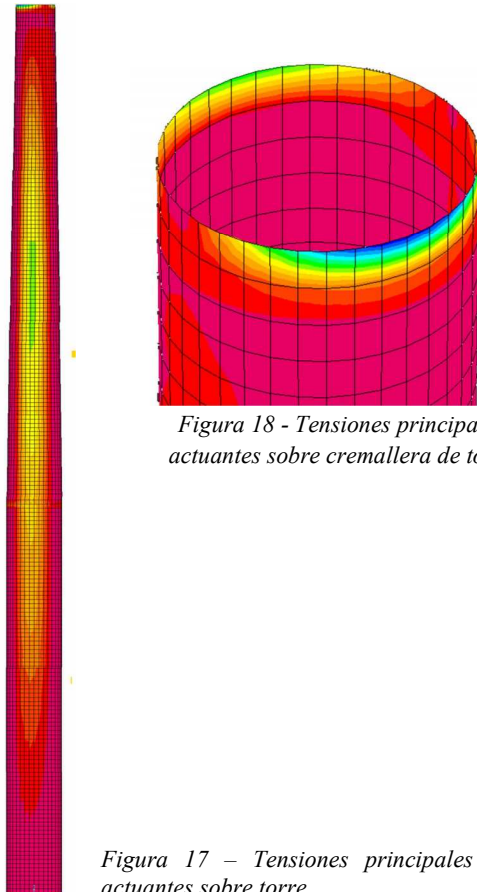


Figura 18 - Tensiones principales actuantes sobre cremallera de torre

Figura 17 – Tensiones principales actuantes sobre torre

Comentarios sobre Figura 17:

Se observa que en más del 99% de las placas, las tensiones actuantes resultan bastante inferiores a la tensión admisible del material. Los mayores valores de tensión alcanzados en el desarrollo de la altura se hallan aproximadamente a 56 metros sobre el nivel de terreno, y no sobrepasan los 125 MPa (pequeña isla de color verde).

Comentarios sobre Figura 18:

Valores particulares, que alcanzan tensiones de hasta 170 MPa (color azul), se observan en los puntos superiores. Dichos puntos coinciden con las transmisiones de cargas puntuales sobre los nodos de cabeza de torre, que fueran modelados a través de cachos rígidos. Por supuesto no se trata de valores alarmantes, sobre todo teniendo en cuenta que en la realidad la transmisión de las cargas a la torre se produce en una interface continua en todo el perímetro, y que además dicho perímetro posee una rigidez mayor a la modelada por contener la cremallera de giro (yaw) de la góndola y rotor.

VERIFICACIÓN ESTRUCTURA DE FUNDACIÓN

A partir de los análisis realizados sobre la torre se infieren los estados de cargas en la base de la misma. Estas cargas deberán ser transmitidas al suelo a través de la fundación.

Se siguen los lineamientos reglamentarios anteriormente descritos, auxiliados de coeficientes de seguridad parciales para *Estado de Servicio* en la verificación de las tensiones admisibles de terreno, para *Estado Último* en lo referente al dimensionado de armaduras y para *Análisis de Fatiga* en lo que respecta al análisis de anillo de anclaje.

La fundación superficial para el análisis posee morfología circular, de 17 m de diámetro. La cota de fundación es (-2,80 m) y las dimensiones son las siguientes:

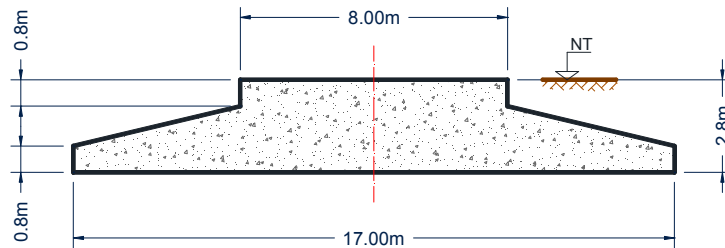


Figura 19 - Esquema de la fundación circular

Características del suelo de fundación: Del total de emplazamientos en los que fueran realizados estudios de suelo, se ha tomado un valor representativo promedio para el análisis de las fundaciones. Los valores representativos de este suelo arenoso se muestran a continuación:

Cohesión: $C = 0$

Ángulo de fricción interna: $\phi = 35^\circ$ (ensayo NSPT = 29)

Peso unitario del suelo: $\gamma = 18 \text{ kN/m}^3$

Sin presencia de napa freática hasta los 11m de profundidad en que se realizaron perforaciones.

Coefficiente de balasto promedio:

Coefficiente de balasto según ensayo de carga vertical = $8,7 \text{ kg/cm}^2$ (aprox.)

Coefficiente de balasto según ensayo de carga horizontal = $6,3 \text{ kg/cm}^2$ (aprox.)

Factores de Capacidad de Carga y Tensión admisible del terreno: A partir de los datos obtenidos, se infiere primeramente el valor del ángulo de fricción interna reducido ϕ' para suelos sueltos.

A través de las expresiones de Prandtl-Reissner, se calculan los factores de capacidad de carga y posteriormente se estima la tensión admisible del suelo a través de la expresión propuesta por Terzaghi, asignando factores de corrección de forma y un factor de seguridad "S":

$$\sigma_{s \text{ adm}} = \frac{1}{5} \left(\gamma z N_q' + 0,6 \gamma' r N_\gamma' + 1,2 \cdot \frac{2}{3} C N_c' \right) = 3,5 \text{ kg/cm}^2 \quad (2)$$

Se determinan además los coeficientes de empuje del suelo para las verificaciones de estabilidad global del conjunto:

$$\text{Coeficiente de Empuje Activo: } K_a = tg^2 (45 - \phi/2) = 0,271 \quad (3)$$

$$\text{Coeficiente de Empuje Pasivo: } K_p = tg^2 (45 + \phi/2) = 3,69 \quad (4)$$

Verificaciones de estabilidad global: Se verificó correctamente la estabilidad al deslizamiento y la estabilidad al vuelco del conjunto, poniendo de manifiesto las cargas extremas desestabilizantes y las correspondientes fuerzas estabilizantes como el peso propio, empujes pasivos y fuerzas de origen friccional.

Verificación de tensiones de contacto: En base al concepto de área efectiva equivalente introducido por Meyerhof (1953), se estima el área rectangular equivalente de tensiones uniformes de compresión ($B^* \times L^*$) debajo de la fundación circular, de manera que la resultante de las cargas actuantes pase por el centro de gravedad de la misma.

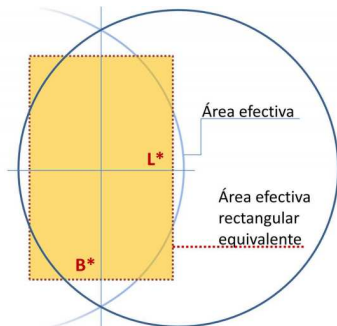


Figura 20 - Área efectiva rectangular equivalente (Fundación Circular)

Se comprueba que la tensión de compresión uniforme en el área $B^* \times L^*$, para la situación en estado de servicio más desfavorable, es menor que la tensión admisible del terreno:

$$\sigma_{COMP} = \frac{N_u}{A^*} = 231 \text{ kPa} < \sigma_{s adm} \quad (5)$$

Dimensionado de la base circular: Considerando las combinaciones de carga más adversas esperables se realiza el dimensionado de armaduras de la fundación. El sólido de tensiones de compresión ideal resultante del análisis de estado último se estima de manera ideal como:

$$\sigma_{MAX,MIN} = \frac{N}{A} \pm \frac{M}{W} \quad (6)$$

Donde:

N, M: Carga Normal y Momento de vuelco, respectivamente; actuantes sobre la fundación.

A, W: Área de asiento y Módulo Resistente, respectivamente; características geométricas de la sección circular de base.

Estas dos tensiones extremas definen un sólido ideal de tensiones, como el de Figura 21, del cual se considerarán únicamente las tensiones de compresión (en color rojo), por ser el suelo incapaz de absorber tensiones de tracción (en transparente).

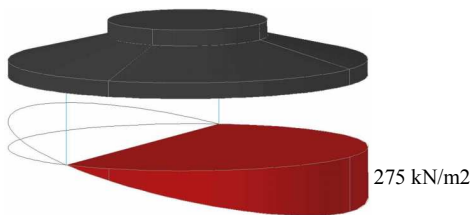


Figura 21 - Diagrama de tensiones ideal bajo la fundación

Al someter a la fundación a la acción de dichas presiones se obtendrán punto a punto las solicitaciones que regirán el dimensionado de esta estructura. No deben perderse de vista refuerzos necesarios para contrarrestar fenómenos de punzonado, regiones sometidas a efectos de fatiga en zonas de contacto con anillo de fundación y armado superficial en canasto para absorber altos esfuerzos de retracción del hormigón en masa.

Con todo lo anterior, la cuantía de acero de refuerzo en este tipo de fundaciones alcanza ratios que rondan los 75kg de acero por cada metro cúbico de hormigón.

No debe perderse de vista que el análisis presentado tiene como objeto poner de manifiesto las consideraciones básicas a tener en cuenta para el diseño de este tipo de estructuras. Tanto la comprobación de las tensiones de contacto y porcentajes de plastificación de suelo bajo fundación, como las solicitaciones internas que definen el armado de la misma, pueden ser optimizados a través de modelos en elementos finitos. Dichos modelos pueden representar de manera mucho más fehaciente el comportamiento elastoplástico de los suelos a través de modelos constitutivos adecuados (por ejemplo: Drucker Prager) y su interacción con la fundación de hormigón armado, de comportamiento relativamente lineal.

CONCLUSIONES

El propósito de este documento ha sido obtener una comprensión global del funcionamiento y del comportamiento mecánico de los principales componentes estructurales de un aerogenerador: palas, torre y fundación. Para ello se indagó en todas las consideraciones de carga a tener presentes en el diseño y dimensionamiento, así como en los fenómenos particulares que se manifiestan en esta clase de estructuras. Se recurrió a la normativa internacional vigente y a los lineamientos técnicos y de seguridad de entes certificadores.

Se estudió en forma genérica el modelo IWP- 83 de la empresa IMPSA Wind. Fueron recopilados datos geométricos de la torre y solicitaciones de origen aerodinámico del conjunto aspas/rotor para la modelación computacional. Por otro lado se analizó información de los estudios de suelo y de las características de la fundación para su posterior verificación y dimensionado. Con todo ello, y bajo ciertas simplificaciones que fueran expuestas oportunamente, se verificaron las tensiones de trabajo de la torre y la estabilidad de la fundación.

Para la determinación de las solicitaciones correspondientes de sismo y vientos, se revisó la normativa argentina INPRES CIRSOC 103 y CIRSOC 102/102-1, respectivamente.

REFERENCIAS

- DET NORSKE VERITAS AND WIND ENERGY DEPARTMENT, RISØ (2002). Guidelines for Design of Wind Turbines, 2nd edition. Jydsk Centraltrykkeri, Dinamarca.
- IEC (International Electrotechnical Commission). Safety of Wind Turbine Generation Systems (1999). IEC 61400-1, 2nd edition.
- GERMANISCHER LLOYD WindEnergie GmbH (2003). Guideline for the Certification of Wind Turbines.
- M.W. LaNier, PE (2005) LWST Phase I Project Conceptual Design Study: Evaluation of Design and Construction Approaches for Economical Hybrid Steel/Concrete Wind Turbine Towers. NREL National Renewable Energy Laboratory. Colorado, USA.
- HAN, E.; HARRISON, R.; SNEL, H. (1991). Next Generation of Large Wind Turbines, Final Report.
- CUDMANI, R.; BENITO, R.; CATTANEO, R. “Análisis de estructuras laminares axilsimétricas”. Universidad Nacional de Tucumán. Tucumán, Argentina.
- INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) (1982). Reglamento Argentino CIRSOC 102: “Acción del viento sobre las construcciones”. Buenos Aires, Argentina.
- INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) (1994). Reglamento Argentino CIRSOC 102-1: “Acción dinámica del viento sobre las construcciones”. Buenos Aires, Argentina.
- INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) (1991). Reglamento Argentino INPRES CIRSOC 103: “Normas Argentinas para construcciones sismorresistentes”. Buenos Aires, Argentina.
- R.Von Misses (1945, On Saint-Venant's Principle, Bull. AMS, 51, 555-562)
- GIMENEZ SALAS J. A. (1980) “Geotecnia y cimientos III”, Editorial Rueda, Madrid.

ABSTRACT

The spirit of this document is to describe concisely the numerous considerations to take into account in the structural analysis of wind turbines, based on international standards and recommendations of certifying entities. These considerations are applicable both to global aerolastic analysis of a wind turbine, in which the elements vibration modes subjected to varying stochastic loads influence each other, and to individual structural analysis of each component. In this sense, the article briefly describes the research of an existing equipment fully operational in Argentina: the IWP-83 Wind Turbine belonging to the Firma IMPSA Wind. There are described the previously taken considerations and the limitations in the calculation. Then the computational model and the results are presented.

Palabras clave: wind turbine, structural calculation, dynamic loads, vibrations, finite element model.