PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

DISEÑO DE AEROGENERADORES: EVALUACIÓN DEL FACTOR R PARA SISMOS, Y RESPUESTA FRENTE A CARGAS REALES DE VIENTO

SAMIR ISMAEL SEPÚLVEDA SEPÚLVEDA

Informe de Actividad de Graduación para optar al Grado de Magíster en Ingeniería Estructural y Geotécnica

Profesor Supervisor:
CHRISTIAN LEDEZMA ARAYA

Santiago de Chile, Junio, 2014.

Dedicado a todos quienes trabajan para que se produzca un cambio de conciencia global en nuestra relación con el medio ambiente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia y amigos, sin su apoyo incondicional nada sería posible.

INDICE GENERAL

Pág.

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vii

INDICE DE GRÁFICOS viii

INDICE DE FIGURAS x

RESUMEN xi

I. INTRODUCCIÓN 12
- I.1 Marco Conceptual: Energías Renovables en Chile 13
- I.2 Energía Eólica 17
- I.3 Aerogeneradores 19
- I.4 Diseño de un Aerogenerador 23
- I.5 Diseño de la Fundación para un Aerogenerador 24
  - I.5.1 Sistemas de anclaje 25

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 27
- II.1 Normativa Sísmica en Chile 28
  - II.1.1 Comparación Espectros de Aceleración 31
  - II.1.2 Comparación Espectros de Desplazamiento 33
  - II.1.3 Estudios realizados en Chile 37
- II.2 Factor de modificación de la Respuesta (R) 38
  - II.2.1 Componentes del factor de modificación de la respuesta R 39
  - II.2.2 Metodología para la estimación del parámetro R 43
  - II.2.3 Valores del parámetro R en la literatura 43

III. DESARROLLO – Parte 1: Factor de modificación R 45
- III.1 Elección del aerogenerador para el análisis 45
- III.2 Estimación del Factor de modificación de la Respuesta 46
- III.3 Modelo de análisis 46
- III.4 Resultados 54

IV. DESARROLLO – Parte 2: Análisis de cargas de viento 57

IV.1 Introducción 57
IV.2 Elección del aerogenerador para el análisis 57
IV.3 Modelo de análisis 57
IV.4 Estimación de las cargas de viento 58
IV.4.1 Normativa 58
IV.4.2 Perfiles de viento: 64
IV.4.3 Determinación de las cargas de viento: 65
IV.4.4 Análisis de coeficientes de forma: 66
IV.4.5 Registro de viento 68
IV.5 Descripción de aplicación de cargas en el modelo 69
IV.6 Resultados 69
IV.6.1 Registros de viento 70
IV.6.2 Esfuerzos 70
IV.6.3 Factores de utilización 72
IV.6.4 Desplazamientos 75
IV.6.5 Estadísticas (comparación con valor medio del registro) 77

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS 81
V.1 Parte 1: Factor de modificación de la respuesta 81
V.2 Parte 2: Análisis de cargas de viento 85

VI. CONCLUSIONES 88
VI.1 Parte 1: Factor de modificación de la respuesta 88
VI.2 Parte 2: Análisis de cargas de viento 90

BIBLIOGRAFIA 92

A N E X O S 94

Anexo A: DATOS AEROGENERADOR VESTAS 95

Anexo B: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE ANÁLISIS 101

Anexo C: ANÁLISIS DE DEFORMACIÓN ELÁSTICA DEL MODELO 119

Anexo D: APLICACIÓN DE CARGAS VARIABLES EN EL TIEMPO 122

Anexo E: REGISTRO DE CARGAS VARIABLES EN EL TIEMPO 130

Anexo F: CÁLCULO DE CARGAS DE VIENTO SEGUN NORMA IEC 131

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 - Estado Proyectos ERNC. 16
Tabla 2 – Definición parámetro C_d^* 31
Tabla 3 - Factores de reducción por redundancia. 42
Tabla 4 - Peso de los componentes principales. 45
Tabla 5 - Geometría y pesos aerogenerador completo 45
Tabla 6 - Parámetros iniciales para comenzar la iteración. 46
Tabla 7 - Propiedades acero S355. 47
Tabla 8 – Perfiles asignados a modelo estructura en base a prediseño. 48
Tabla 9 – Valores normalizado para ingresar a software SAP2000. 50
Tabla 10 - Resultados del análisis para la primera iteración. 54
Tabla 12 – Parámetros base para las distintas clases de turbinas y viento. 59
Tabla 13 – Cálculo preliminar de áreas expuestas y coeficientes de forma. 68
Tabla 14 – Datos del registro de viento utilizado. 69
Tabla 15 – Factores de seguridad parcial. 91
Tabla 16 - División de elemento frame versus período natural de la estructura. 101
Tabla 17 - Propiedades acero. 103
Tabla 18 – Datos considerados para el diagrama de Momento vs Curvatura. 113
Tabla 19 – Valores normalizado para ingresar a software SAP2000. 113
Tabla 20 – Definición de aplicación de rótulas en cada elemento frame. 116

INDICE DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico 1 - Capacidad eólica global acumulada..... 18
Gráfico 2 – Espectros de diseño NCh2369 32
Gráfico 3 - Espectros de diseño DS61 32
Gráfico 4 – Comparación de espectros de diseño 33
Gráfico 5 – Espectros de pseudodesplazamiento NCh2369 34
Gráfico 6 – Espectros de pseudodesplazamiento DS61 35
Gráfico 7 – Comparación de Espectros de pseudodesplazamiento..... 35
Gráfico 8 - Curva ejemplo de análisis push-over. 41
Gráfico 9 - Factor R_P de acuerdo a normativa ATC-19. 42
Gráfico 10 – Diagrama Momento vs Curvatura para la sección en la base de la torre. 49
Gráfico 11 – Diagrama Momento vs Curvatura simplificado. 50
Gráfico 12 – Gráfico Momento/SF vs Curvatura/SF. 51
Gráfico 13 – Distribución de probabilidad de velocidades. 63
Gráfico 14 – Perfiles de viento de acuerdo a normativa IEC 61400-1 65
Gráfico 15 – Registro de velocidad de viento media a 80 metros de altura. 69
Gráfico 16 – Estacionalidad de registros de viento. 70
Gráfico 17 – Momento en la torre a una altura de 0 metros..... 70
Gráfico 18 – Momento en la torre a una altura de 20 metros..... 71
Gráfico 19 – Momento en la torre a una altura de 40 metros..... 71
Gráfico 20 – Momento en la torre a una altura de 60 metros..... 71
Gráfico 21 – Factor de utilización de la torre a una altura de 0 metros. 72
Gráfico 22 – Factor de utilización de la torre a una altura de 20 metros. 72
Gráfico 23 – Factor de utilización de la torre a una altura de 40 metros. 73
Gráfico 24 – Factor de utilización de la torre a una altura de 60 metros. 73
Gráfico 25 – Factor de utilización de la torre a una altura de 0 metros. 74
Gráfico 26 – Factor de utilización de la torre a una altura de 20 metros. 74
Gráfico 27 – Factor de utilización de la torre a una altura de 40 metros. 75
Gráfico 28 – Factor de utilización de la torre a una altura de 60 metros. 75
Gráfico 29 – Desplazamiento de la torre a 80 metros de altura. 76
Gráfico 30 – Desplazamiento de la torre a 60 metros de altura. 77
Gráfico 31 – Desplazamiento de la torre a 40 metros de altura. 77
Gráfico 32 – Desplazamiento de la torre a 20 metros de altura. 77
Gráfico 33 – Variación de esfuerzos flectores en la torre. 78
Gráfico 34 – Variación de esfuerzos flectores en la torre. 78
Gráfico 35 – Esfuerzo de momento a 0 metros desde la base de la torre..... 79
Gráfico 36 – Esfuerzo de momento a 20 metros desde la base de la torre..... 79
Gráfico 37 – Esfuerzo de momento a 40 metros desde la base de la torre..... 80
Gráfico 38 – Esfuerzo de momento a 60 metros desde la base de la torre..... 80
Gráfico 39 - Diferentes niveles de sobreresistencia inherente al sistema en análisis. 82
Gráfico 40 - Ejemplificación del nivel de carga obtenido en el análisis (línea roja). 83
Gráfico 41 - División de elemento frame versus período natural de la estructura. 102

Gráfico 42 – Curva tensión vs deformación acero S355..... 106
Gráfico 43 – Curva tensión vs deformación para acero S355 J0/J2..... 108
Gráfico 44 – Detalle de la curva tensión vs deformación. 109
Gráfico 45 – Diagrama Momento vs Curvatura..... 112
Gráfico 46 – Diagrama Momento vs Curvatura simplificado..... 112
Gráfico 47 – Gráfico Momento/SF vs Curvatura/SF. 114

INDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1 - Estado Global ERNC. 15
Figura 2 - Capacidad instalada por año (MW). 16
Figura 3 - Capacidad instalada ERNC. 17
Figura 4 - Aerogenerador de eje horizontal con 3 aspas en disposición típica. 19
Figura 5 - Comparación entre capacidad, diámetro de rotor y altura de torre. 20
Figura 6 - Componentes principales de un aerogenerador. 21
Figura 7 - Jaula de pernos. 25
Figura 8 - Anillo de Anclaje. 26
Figura 9 - Modelo SAP2000 utilizado en el análisis. 47
Figura 10 – Detalle de asignación de rótulas en el modelo. 52
Figura 11 – Resultado análisis pushover. 53
Figura 12 - Curva push-over obtenida de la primera iteración. 55
Figura 14 – Detalle de curva pushover. 84
Figura 15 - Modelo SAP2000 utilizado en el análisis. 102
Figura 16 – Calidad de acero de torre Vestas. 103
Figura 17 – Definición de propiedades acero S355 J0/J2 104
Figura 18 – Definición de parámetros de curva tensión vs deformación. 107
Figura 19 – Definición del perfil en la base de la torre. 110
Figura 20 – Detalle de la sección. 111
Figura 21 – Definición de rótula plástica. 114
Figura 22: Definición de propiedades de rótulas plásticas en modelo para análisis push-over. 115
Figura 23 – Detalle de definición de factores de normalización. 115
Figura 24 – Detalle de asignación de rótulas en software SAP2000. 117
Figura 25 – Detalle de asignación de rótulas en el modelo. 117
Figura 26 – Resultado análisis pushover. 118
Figura 27 – Esfuerzos y deformaciones para una viga cantiléver con carga puntual P. 119
Figura 28 - Propiedades sección en unidades Ton y m. 120
Figura 29 – Modelo de análisis. 121
Figura 30 – Deformación elástica obtenida. 121
Figura 31 – Definición de estado de carga de análisis. 127
Figura 32 – Definición de amortiguamiento. 129

RESUMEN

El desarrollo de los proyectos de generación en base a energías renovables en Chile ha comenzado a desarrollarse en forma acelerada a partir del año 2010. Esto nos lleva a la necesidad de realizar una revisión de las normativas de diseño (sísmicas y de viento) utilizadas en la práctica y a un análisis de su aplicabilidad en Chile a este tipo de estructuras.

Para el desarrollo del presente trabajo se confecciona un modelo de elementos finitos de un aerogenerador real el cual es sometido a dos estudios. En el primero la estructura es sometida a un análisis push-over con el cual se calculan valores del factor de modificación de la respuesta en base a definiciones encontradas en la literatura para este parámetro. En el segundo estudio se somete al modelo a un registro real de cargas de viento y es comparado con los valores definidos por normativa IEC 61400-1.

Del primer estudio ejecutado se concluye que la normativa más apropiada para la estimación de cargas sísmicas corresponde a la normativa NCh2369.0f2003 y que el factor de reducción de la respuesta más apropiado para ser considerado en el diseño de aerogeneradores corresponde a R=1 y no el valor R=3 definido en la normativa y el cual ha sido considerado en estudios previos. Del segundo estudio desarrollado se concluye que el diseño estructural de un aerogenerador queda controlado por las cargas de viento extremas y no por otra condición. Además se observa que las cargas de viento obtenidas a partir de un registro real de viento son levemente mayores a las definidas por normativa para los casos de operación normal y muy inferiores a las obtenidas para el caso de operación extremo.

I. INTRODUCCIÓN

Los proyectos de generación de energía, en base a recursos renovables no-convencionales han comenzado a desarrollarse en Chile de manera acelerada a partir del año 2010. En este ámbito, los proyectos de generación eólica han tomado la delantera respecto a otras tecnologías (solar, geotérmica, biomasa, hidráulica, mareomotriz). Hasta la fecha, la ejecución de la ingeniería de detalle para estas plantas se ha desarrollado considerando los códigos locales (Normas Chilenas del Instituto Nacional de Normalización), no siendo éstos los documentos más adecuados para la determinación de algunos parámetros técnicos, pero que han debido ser utilizado a falta de documentos más actualizados. En particular, el diseño sísmico toma vital relevancia en estos proyectos, especialmente para las estructuras que componen el sistema de generación de energía eólica.

La normativa sísmica que ha sido usada en la práctica para la ejecución de este tipo de proyectos, y para el desarrollo de estudios académicos realizados en Chile, ha sido la norma NCh2369Of2003 "Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales". Esta normativa no tiene aplicabilidad directa en los proyectos de generación de energía, pero conceptualmente es el documento más apropiado a ser utilizado para la estimación de las cargas sísmicas a las que se va a ver sometida la estructura y su fundación.

El presente estudio se dividirá en dos partes:

Primera parte: Verificar la validez de la aplicación de la normativa de diseño sísmico local para proyectos de generación eólica. En forma paralela se busca verificar que tan incidente es el diseño sísmico para los componentes de los aerogeneradores, especialmente en el diseño de la torre y su fundación.

Segunda parte: Se realizará el análisis tiempo-historia del aerogenerador utilizando el modelo estructural definido en la primera parte del trabajo, considerando los perfiles de viento definidos en normativa de diseño de aerogeneradores (IEC 61400-1) y las obtenidas a partir de un registro de velocidades de viento real.

Para el desarrollo de lo indicado se procederá primero a realizar una breve introducción a las energías renovables en Chile, continuando luego con un análisis de la normativa de diseño sísmico local y de diseño de aerogeneradores, y el análisis de un registro real de vientos para un proyecto ejecutado en Chile. Finalmente se desarrollará el trabajo con un análisis dinámico de un aerogenerador.

I.1 Marco Conceptual: Energías Renovables en Chile

En la actualidad, las principales fuentes de energía explotadas en el mundo para la generación de energía corresponden a recursos no-renovables. Los procesos de generación de energía en base a estos recursos suelen ser muy contaminantes debido principalmente a que estos provienen de combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón.

Actualmente el 75% de la energía utilizada en el mundo proviene de los combustibles fósiles indicados anteriormente[1]. El proceso altamente contaminante usado para la generación de energía en base a estos recursos genera una amenaza de carácter ambiental, lo cual se ve reflejado en los siguientes síntomas que está experimentando nuestro planeta: cambio climático, adelgazamiento de la capa de ozono, deterioro de la calidad del aire urbano, la lluvia ácida, el smog, etc.

[1] Introducción a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), Endesa Eco (2006).

Por esta razón, y debido a las discusiones ambientales como las suscritas en el Protocolo de Kioto (1997), los países desarrollados han optado por el fomento y desarrollo de las energías renovables como una de las bases para disminuir la dependencia energética de los combustibles fósiles, de manera de incentivar el concepto de "desarrollo sostenible".

A diferencia de las energías convencionales, las renovables corresponden a energías provenientes exclusivamente del aprovechamiento de recursos naturales renovables. El lento desarrollo que han tenido estas tecnologías se debe principalmente a la estacionalidad de su utilización y al alto grado de estudios requeridos para su implementación y almacenamiento. Además, se debe considerar que el ingreso de estas energías al esquema de generación de energía es difícil debido a su costo final, el que en general es superior al correspondiente a las energías convencionales. Se debe considerar que el desarrollo tecnológico es aún incipiente, por lo que su penetración al mercado mundial va a estar condicionado a los avances de la tecnología y los económicos.

Las principales fuentes de energías renovables no-convencionales que se encuentran en desarrollo mundialmente en la actualidad corresponden a las siguientes:

- Energía Hidráulica (mini hidráulica)
- Energía Eólica
- Energía Geotérmica
- Energía Solar
- Energía de la Biomasa
- Energía del Mar

En el siguiente gráfico se puede observar el estado global de los proyectos de ERNC[2] en función de la tecnología y de la capacidad de producción.

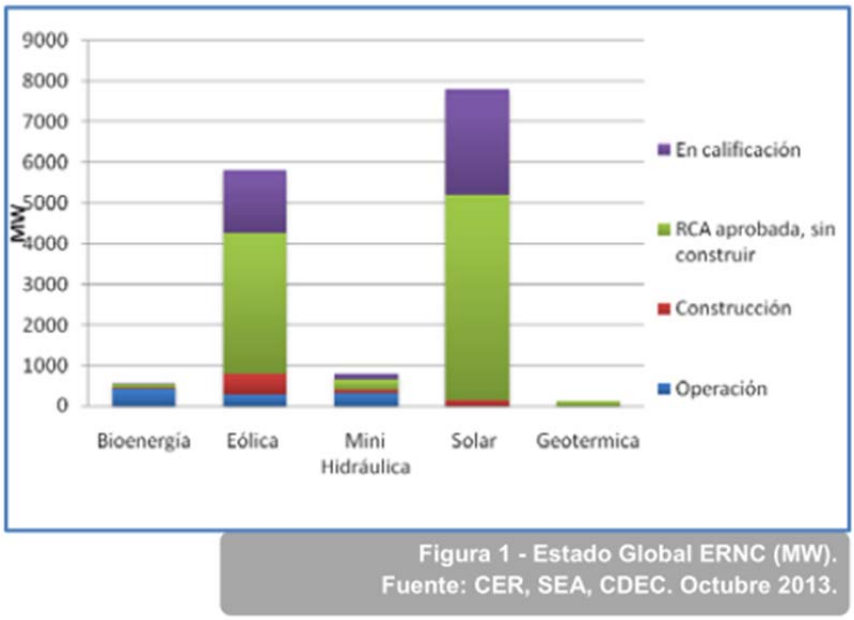


Figura 1 - Estado Global ERNC.

Datos: http://cer.gob.cl/

Actualmente en Chile (2013) se están desarrollando proyectos de generación en base a los siguientes recursos renovables:

- Solar
- Mini-Hidro
- Eólica
- Biomasa

[2] Energías renovables no convencionales.

En el siguiente gráfico se puede observar el grado de desarrollo que tienen los proyectos renovables en Chile a la fecha, confirmando la gran cantidad de MW de generación en construcción en base al recurso eólico.

Estado	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA aprobada [MW]	En calificación [MW]
Bioenergía	442	10	106	27
Eólica	302*	490	3.486	1.537
Mini-Hidro	323	76	262	146
Solar	6,7*	126	5.057	2.610
Geotermia	0	0	120	0
Total	**1.073**	**702**	**9.032**	**4.320**

Tabla 1 - Estado de Proyectos ERNC (MW).
Fuente: CER, SEA, CDEC. Octubre 2013.

Tabla 1 - Estado Proyectos ERNC.

Datos: http://cer.gob.cl/

Podemos confirmar el crecimiento exponencial que ha tenido el desarrollo de este tipo de proyectos a partir del año 2010, lo cual se ve reflejado en el siguiente gráfico.

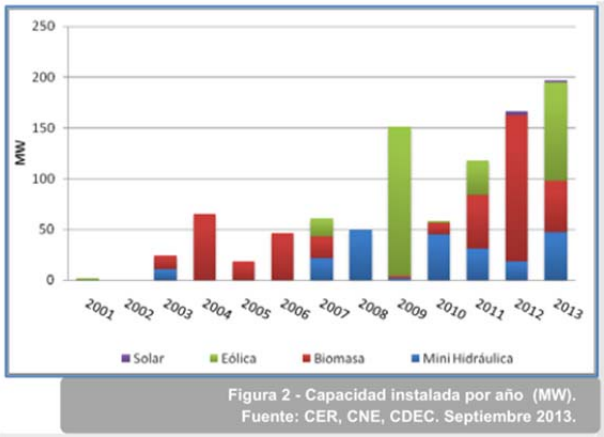


Figura 2 - Capacidad instalada por año (MW).

Datos: http://cer.gob.cl/

Actualmente, un 6,06% (1069MW) del total de la generación de energía en Chile es obtenida en base a recursos renovables.

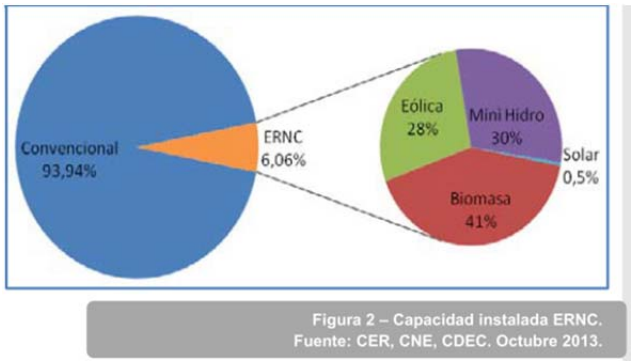


Figura 3 - Capacidad instalada ERNC.

Datos: http://cer.gob.cl/

Para el desarrollo y objetivo final del presente trabajo, es de importancia tener un entendimiento básico del proceso de generación de energía en base al recurso eólico y de las máquinas o aerogeneradores que son utilizadas para este fin. Por esta razón en el próximo capítulo se realizará una breve descripción del recurso eólico y de la tecnología asociada a la generación de energía en base a éste.

I.2 Energía Eólica

El uso de la energía eólica ha sido aprovechado por el ser humano desde hace miles de años. La energía cinética del viento puede ser transformada en energía útil para el ser humano, tanto mecánica como eléctrica. Existen varios ejemplos del uso de esta energía en la antigüedad, como por ejemplo: uso del recurso en la navegación a vela, en la molienda de granos, para el bombeo de agua, y más recientemente, en la generación eléctrica.

Hace sólo un par de décadas atrás la energía eólica se comenzó a utilizar como fuente de generación eléctrica, partiendo en Estados Unidos y luego expandiendo su utilización a Europa y al resto del mundo. A nivel global, el crecimiento de la potencia eólica instalada ha sido exponencial, esperando que para el año 2020 se tengan más de 1.000.000 MW instalados[3].

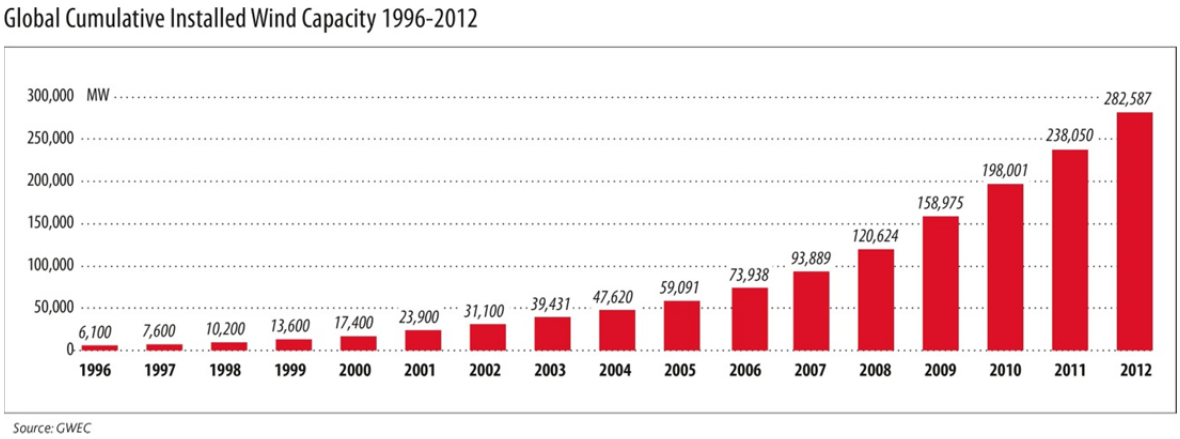


Gráfico 1 - Capacidad eólica global acumulada.

Fuente: http://www.gwec.net

El recurso eólico, que en simples palabras se refiere al viento, se encuentra presente en todas las zonas de la Tierra pero su intensidad y regularidad es variable. En el estado actual del desarrollo de la tecnología eólica, se consideran áreas de interés aquellas en que se presenten velocidades medias del viento por encima de los 6 [m/s]. Además de este dato, es necesario conocer la regularidad del recurso, para lo cual se deben realizar en el sitio del proyecto monitoreos exhaustivos a distintas alturas del suelo. Con esta información se generan histogramas con las frecuencias de los vientos en la zona de interés con el objetivo

[3] Introducción a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), Endesa Eco (2006).

de determinar una curva de distribución. Además se analiza el comportamiento direccional del recurso, generando una rosa de los vientos a partir de las mediciones realizadas, información con la cual se estudia la posición óptima de cada aerogenerador dentro de la zona del proyecto.

I.3 Aerogeneradores

El tipo de aerogeneradores más usado en la actualidad corresponde a uno con eje horizontal con tres palas, aunque existen otros tipos de aerogeneradores (eje vertical, con 2 aspas, offshore, etc.), que para el caso del presente estudio no es relevante analizar.

Figura 4 - Aerogenerador de eje horizontal con 3 aspas en disposición típica.

Estos aerogeneradores son diseñados, por lo general, para velocidades de viento entre 4 y 25 [m/s]. Al día de hoy es posible encontrar modelos comerciales de aerogeneradores con

una capacidad por sobre los 3MW, siendo hoy en día los más comercializados los que se sitúan entre los 1.8 y 3MW.

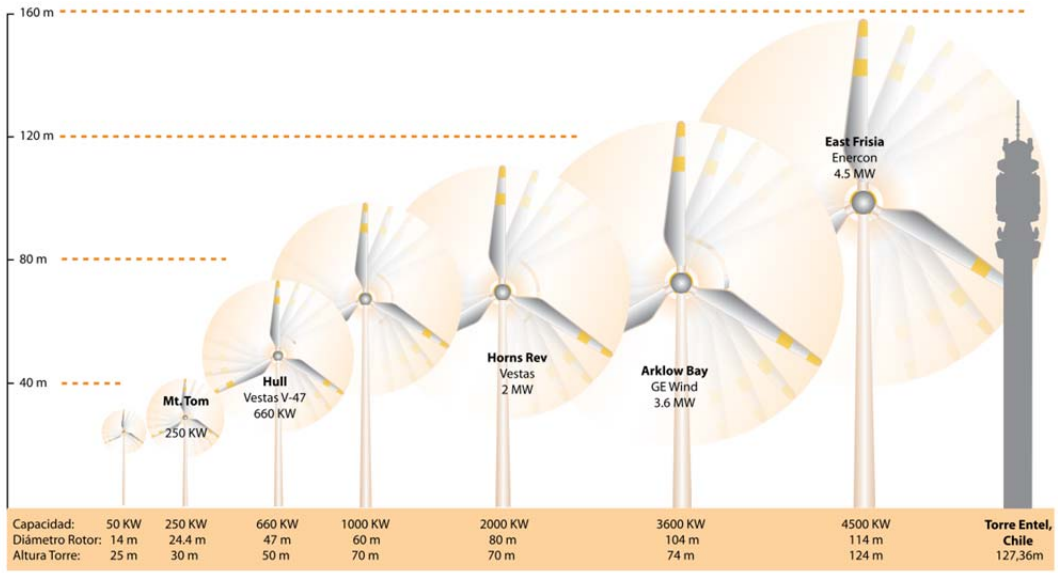


Figura 5 - Comparación entre capacidad, diámetro de rotor y altura de torre.

Fuente: Introducción a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), Endesa Eco (2006).

Los componentes principales de un aerogenerador pueden ser agrupados en los siguientes ítems (ver Figura 6 - Componentes principales de un aerogenerador.):

1. Rotor (HUB + palas)
2. Nacelle (Sistema de Generación)
3. Torre
4. Sistema de Fundación

El sistema de fundación, si bien no es parte del sistema de generación en sí, es uno de los elementos estructurales más importantes, con el cual se logra asegurar la estabilidad de todo el sistema y el correcto funcionamiento del equipo de generación. Es por esta razón

que fue incluido en la lista anterior. En la siguiente figura se detallan los componentes ya mencionados:

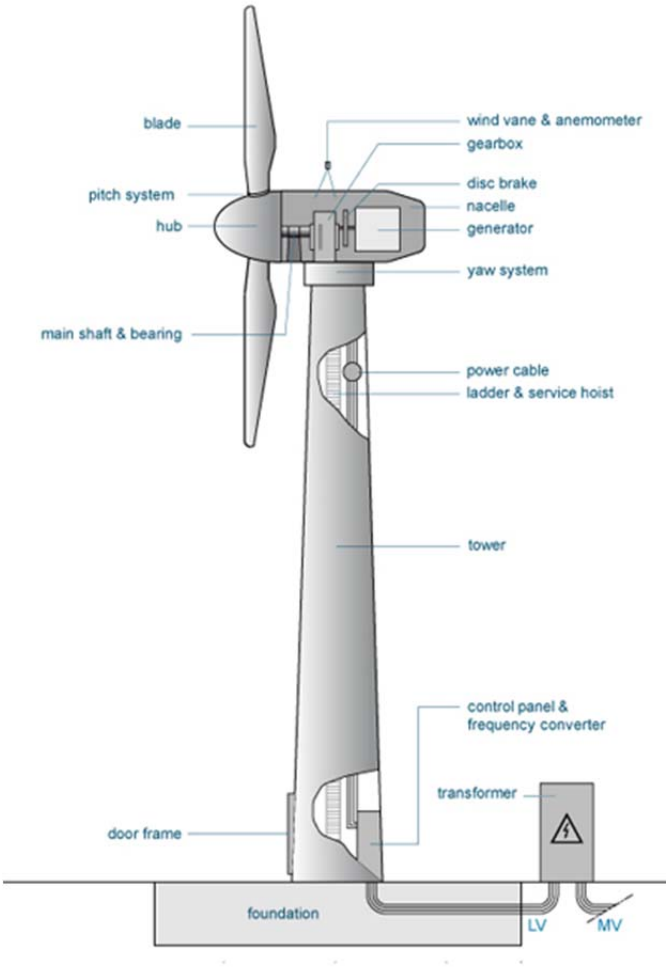


Figura 6 - Componentes principales de un aerogenerador.

(Fuente: http://www.newen.com.au/files/AICWT7NZQ6/wind-turbine.jpg)

La energía eólica está determinada por una relación entre la velocidad (V), el área de barrido de las palas del aerogenerador (A) y por la densidad del aire (ρ). La fórmula que

define la expresión teórica de la potencia, obtenida a través de la aplicación de los principios de la física clásica, corresponde a la siguiente:

$$Potencia = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

En la práctica, la potencia real obtenida por los aerogeneradores bordea un 60% de la teórica. El cálculo de este porcentaje de aprovechamiento está influenciado directamente por el diseño del aerogenerador.

Desde el punto de vista estructural resulta interesante analizar el comportamiento de los siguientes componentes, considerados críticos para asegurar la estabilidad estructural del sistema:

- Torre
- Fundación
- Anclaje de la Torre a la fundación

Los otros componentes del aerogenerador quedan excluidos del análisis a realizar en el presente trabajo ya que no son del interés civil/estructural, sino más bien del interés eléctrico/mecánico:

- Rotor (HUB + palas), incluyendo sus conexiones.
- Nacelle (Sistema de Generación), incluyendo su conexión con la torre.

I.4 Diseño de un Aerogenerador

En la práctica, el diseño de los aerogeneradores es realizado por las empresas que los fabrican y comercializan. La responsabilidad y alcance por parte del fabricante incluye el diseño de todos los componentes de un aerogenerador indicados anteriormente, dejando fuera el diseño de la fundación, aunque en algunos casos el diseño puede ser incluido como como opcional. Es común ver que las empresas se responsabilizan del diseño de sus aerogeneradores hasta el elemento de conexión con la fundación (sistema de anclaje), quedando generalmente el diseño estructural de la fundación en manos del cliente que compra el aerogenerador.

El diseño de los aerogeneradores se realiza en base al documento IEC 61400-1 "Wind turbines – Part 1: Design requirements", en donde se definen los estados de carga mínimos que deben ser considerados para el diseño de estos equipos.

Es de especial interés para el desarrollo del presente trabajo definir las combinaciones de carga más apropiadas, especialmente las sísmicas, para el diseño y análisis del comportamiento dinámico de un aerogenerador y su fundación. Estas combinaciones deberán representar de manera adecuada todos los estados de carga a los que se verá sometido este tipo de estructura en Chile. Con esto resuelto, se podrá proceder a realizar un análisis del comportamiento dinámico del sistema de generación.

Por esta razón se desarrollará en los siguientes capítulos un análisis detallado de las combinaciones de carga mínimas que debiesen ser consideradas para el diseño estructural y/o análisis dinámico de estos equipos y para el diseño de la fundación y los elementos de anclaje.

I.5 Diseño de la Fundación para un Aerogenerador

Como se comentó anteriormente, el diseño de la fundación puede ser parte del alcance del suministro del aerogenerador, pero en la práctica los clientes optan por realizar sus propios diseños debido a que en las fundaciones puede generarse un ahorro importante para el proyecto si se realiza un diseño optimizado. Esto último debido a los volúmenes de hormigón, de movimientos de tierra, y las toneladas de acero que implica la construcción de estas fundaciones. Por el contrario, para los fabricantes de aerogeneradores, optimizar en el diseño de la fundación no implica ninguna ventaja. Por esta razón, es costumbre que los suministradores de estos equipos entreguen los antecedentes necesarios para el correcto diseño de las fundaciones y no se responsabilicen de ésta. Se espera que la documentación entregada por los fabricantes contenga como mínimo la siguiente información:

1. Reacciones a nivel basal de la torre para los estados de carga que controlan el diseño. Estas cargas por lo general se entregan en base a las combinaciones definidas en documento IEC 61400-1.
2. Cargas sísmicas de acuerdo a normativa local.
3. Rango de valores de rigidez del suelo (lateral y rotacional) para los cuales las cargas basales entregadas por el fabricante son válidas. Esto se debe verificar con los resultados del estudio geotécnico realizado para el proyecto en estudio.

Resulta de suma importancia definir los estados de carga apropiados a ser analizados, en especial las combinaciones sísmicas, ya que en la práctica no son datos entregados por los

fabricantes, y si lo realizan, por lo general no contienen las combinaciones definidas por normativas locales.

I.5.1 Sistemas de anclaje

Los sistemas de anclajes más típicos corresponden a los siguientes:

1. Jaula de pernos de anclaje

Figura 7 - Jaula de pernos.

2. Anillo de anclaje (virola)

Figura 8 - Anillo de Anclaje.

La experiencia que se tiene en parques construidos hace ya varios años en Europa, revela que las fundaciones que han utilizado el sistema de virola han presentado patologías luego de años de construidas. La patología más común corresponde a la destrucción del hormigón bajo el anillo inferior de la virola, producto de la mala compactación que se logra en la ejecución del hormigonado en la etapa de construcción en esta zona. Esto hace que la torre presente un vaivén durante la operación normal del equipo, el cual se va incrementando con el tiempo. Por este motivo se prefiere usar en la actualidad el sistema con jaula de pernos, con el cual este efecto se disminuye casi por completo.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El presente trabajo tienen como objetivo final realizar el análisis del comportamiento dinámico de un aerogenerador, para lo cual es necesario desarrollar una correcta definición de las cargas sísmicas y de las combinaciones de carga que deben ser consideradas en el análisis dinámico y diseño de estas estructuras.

La definición de las solicitaciones sísmicas es el punto de partida de este estudio y también corresponde a la primera "piedra" con la que se tropieza cuando se desea realizar este tipo de análisis. En la búsqueda de una definición apropiada de estas solicitaciones nace como primera y gran inquietud la definición del valor a utilizar para el Factor de Modificación de la Respuesta (Factor R).

Existen algunos estudios realizados en Chile relacionados con el comportamiento dinámico de aerogeneradores (C. Holmgren, 2005; R. Campos, 2006), en los cuales para la definición de cargas sísmicas se utilizaron valores del factor R obtenidos de las tablas que se incorporan en la normativa nacional de diseño sísmico (NCh2369), los que a priori parecen no ser los más apropiados ya que no son directamente aplicables a este tipo de estructuras. Por esta razón se estima necesario realizar un análisis en detalle de la determinación de un valor adecuado a considerar para este parámetro (R) antes de realizar cualquier análisis posterior.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, para el desarrollo del presente trabajo se realizó un análisis de documentación referente a los siguientes temas principales:

1. Normativa Sísmica en Chile y su aplicabilidad para el diseño de Aerogeneradores

2. Factor de modificación de la respuesta (R)
3. Metodología adecuada para la estimación del Factor R

El resumen de este análisis se presenta en los siguientes subcapítulos.

II.1 Normativa Sísmica en Chile

Actualmente, en Chile existen tres documentos normativos que hacen referencia al diseño sísmico de estructuras. Estos documentos deben ser aplicados en Chile, por ley, para el diseño sísmico de estructuras y deben ser usados de acuerdo al alcance definido en cada uno de ellos.

Los documentos vigentes a la fecha se exponen a continuación:

1. DS61 – Decreto N°61, de 2011. Este documento reemplaza a:
    a. NCh433.Of1996.
    b. NCh433.Of1996 (Modificada en 2009).
    c. NCh433.Of1996 (Modificada en 2010 – Emergencia post terremoto).
    d. DS117 – Decreto N°117, de 2010.
2. NCh2369.Of2003 – Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
3. NCh2745.Of2003 – Análisis y diseño de edificios con aislación sísmica.

Ninguno de estos documentos, de acuerdo al alcance que se indica en cada uno, aplicaría para ser usado directamente en el diseño de aerogeneradores. En la práctica, el documento que mejor se adapta para el diseño de este tipo de estructuras corresponde a la norma

NCh2369 debido a la manera en que se encuentran definidas sus fórmulas, especialmente las usadas para estimar las cargas sísmicas, en las cuales se pueden modificar los parámetros de modo de adaptarlas de mejor manera para el diseño de este tipo de estructuras. Contrariamente a lo que ocurre en los otros dos documentos, donde las formulaciones y parámetros están calibrados y modificados para ser aplicados en estructuras destinadas a viviendas principalmente (casas y edificios).

Como punto de partida de nuestro análisis, resulta interesante para el desarrollo del presente trabajo analizar y comparar las aceleraciones y desplazamientos máximos de los espectros de diseño definidos en cada documento.

En los siguientes subcapítulos se realiza un breve análisis de los resultados obtenidos de acuerdo a cada normativa. Para el desarrollo de este análisis, se realiza un análisis del espectro elástico (R=1), en donde fueron considerados los siguientes parámetros y formulaciones de acuerdo a cada normativa:

NCh2369.Of2003:

Parámetros de entrada considerados:

Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:		
R	1		R	1		R	1		R	1	
I	1,2		I	1,2		I	1,2		I	1,2	
ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero
Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]
Suelo Tipo:	I		Suelo Tipo:	II		Suelo Tipo:	III		Suelo Tipo:	IV	
T'	0,2		T'	0,35		T'	0,62		T'	1,35	
n	1		n	1,33		n	1,8		n	1,8	
Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:		
Cmin	0,1	[]	Cmin	0,1	[]	Cmin	0,1	[]	Cmin	0,1	[]
Cmax	0,79	[]	Cmax	0,79	[]	Cmax	0,79	[]	Cmax	0,79	[]
Sa(max)	0,948	[g]	Sa(max)	0,948	[g]	Sa(max)	0,948	[g]	Sa(max)	0,948	[g]

Fórmula para definir el espectro de aceleraciones:

$$S_a = \frac{2.75 \cdot A_0 \cdot I}{R} \cdot \left(\frac{T'}{T}\right)^n \cdot \left(\frac{0.05}{\xi}\right)^{0.4}$$

Fórmula para definir el espectro de desplazamiento:

$$S_{de}(T_n) = S_a \cdot \frac{T_n^2}{4\pi^2}$$

DS61:

Parámetros de entrada considerados:

Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:			Parámetros de Entrada:		
R	1		R	1		R	1		R	1		R	1	
Ro	1		Ro	1		Ro	1		Ro	1		Ro	1	
R*	1		R*	1		R*	1		R*	1		R*	1	
I	1,2		I	1,2		I	1,2		I	1,2		I	1,2	
ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero	ξ	0,02	Acero
Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]	Ao	0,4	[g]
Suelo Tipo:	A		Suelo Tipo:	B		Suelo Tipo:	C		Suelo Tipo:	D		Suelo Tipo:	E	
T'	0,2		T'	0,35		T'	0,45		T'	0,85		T'	1,35	
n	1		n	1,33		n	1,4		n	1,8		n	1,8	
S	0,9		S	1		S	1,05		S	1,2		S	1,3	
To	0,15		To	0,3		To	0,4		To	0,75		To	1,2	
p	2		p	1,5		p	1,6		p	1		p	1	
Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:			Coeficientes máximos y mínimos:		
Cmin	0,060	[]	Cmin	0,067	[]	Cmin	0,070	[]	Cmin	0,080	[]	Cmin	0,087	[]
Cmax	0,36	[]	Cmax	0,4	[]	Cmax	0,42	[]	Cmax	0,48	[]	Cmax	0,52	[]
Sa(max)	0,432	[g]	Sa(max)	0,480	[g]	Sa(max)	0,504	[g]	Sa(max)	0,576	[g]	Sa(max)	0,624	[g]

Fórmula para definir el espectro de aceleraciones:

$$S_a = \frac{S \cdot A_0 \cdot \alpha}{(R^*/I)}$$

Donde,

$$\propto = \frac{1 + 4.5 \cdot \left(\frac{T_n}{T_0}\right)^P}{1 + \left(\frac{T_n}{T_0}\right)^3}$$

Fórmula para definir el espectro de desplazamiento:

$$S_{de}(T_n) = \frac{T_n^2}{4\pi^2} \cdot \alpha \cdot A_0 \cdot C_d^*$$

Donde,

Tipo de Suelo	C_d^*	Rango Períodos
A	1.0	$T_n \leq 0.23$ seg
	$-0.055T_n^2 + 0.36T_n + 0.92$	0.23 seg $< T_n \leq 2.52$ seg
	$0.08T_n^2 - 0.9T_n + 3.24$	2.52 seg $< T_n \leq 5.00$ seg
B	1.0	$T_n \leq 0.47$ seg
	$0.95T_n + 0.55$	0.47 seg $< T_n \leq 2.02$ seg
	$0.065T_n^2 - 0.75T_n + 3.72$	2.02 seg $< T_n \leq 5.00$ seg
C	1.0	$T_n \leq 0.65$ seg
	$0.57T_n + 0.63$	0.65 seg $< T_n \leq 2.02$ seg
	$0.055T_n^2 - 0.63T_n + 2.83$	2.02 seg $< T_n \leq 5.00$ seg
D	1.0	$T_n \leq 0.90$ seg
	$1.1T_n$	0.90 seg $< T_n \leq 1.75$ seg
	1.93	1.75 seg $< T_n \leq 5.00$ seg

Tabla 2 – Definición parámetro C_d^*

(Fuente: DS61 - Decreto N°61, de 2011)

II.1.1 Comparación Espectros de Aceleración

Considerando los parámetros y formulaciones anteriormente indicados se procede a calcular los espectros de aceleración, cuyos resultados se presentan en los siguientes gráficos.

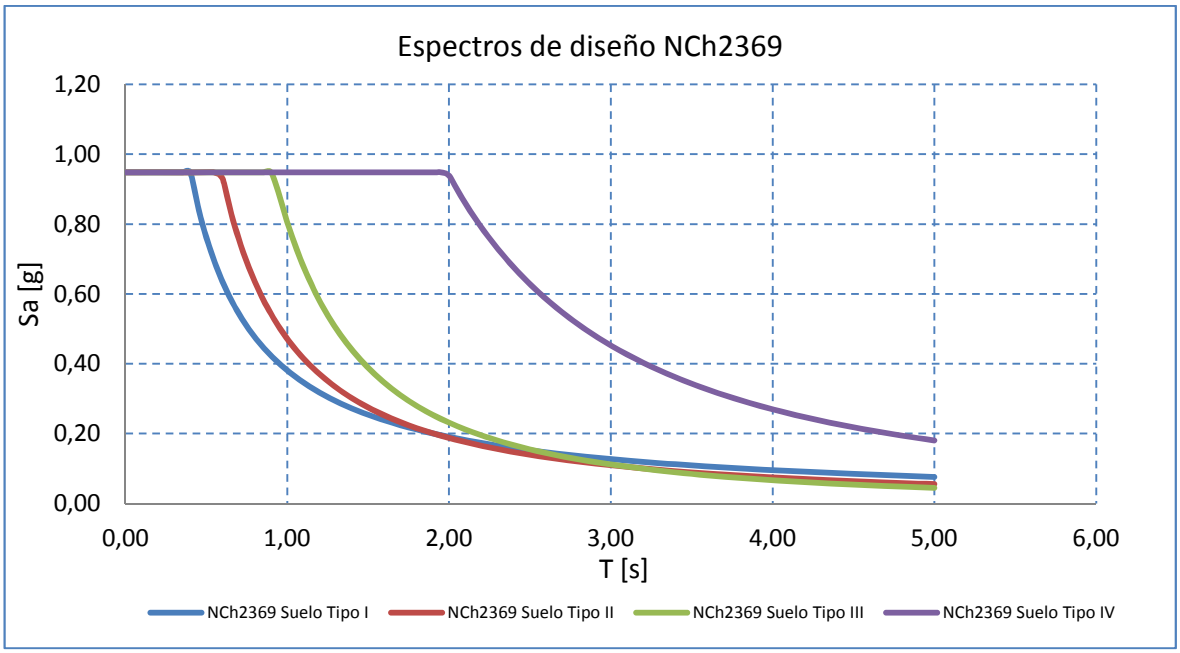


Gráfico 2 – Espectros de diseño NCh2369

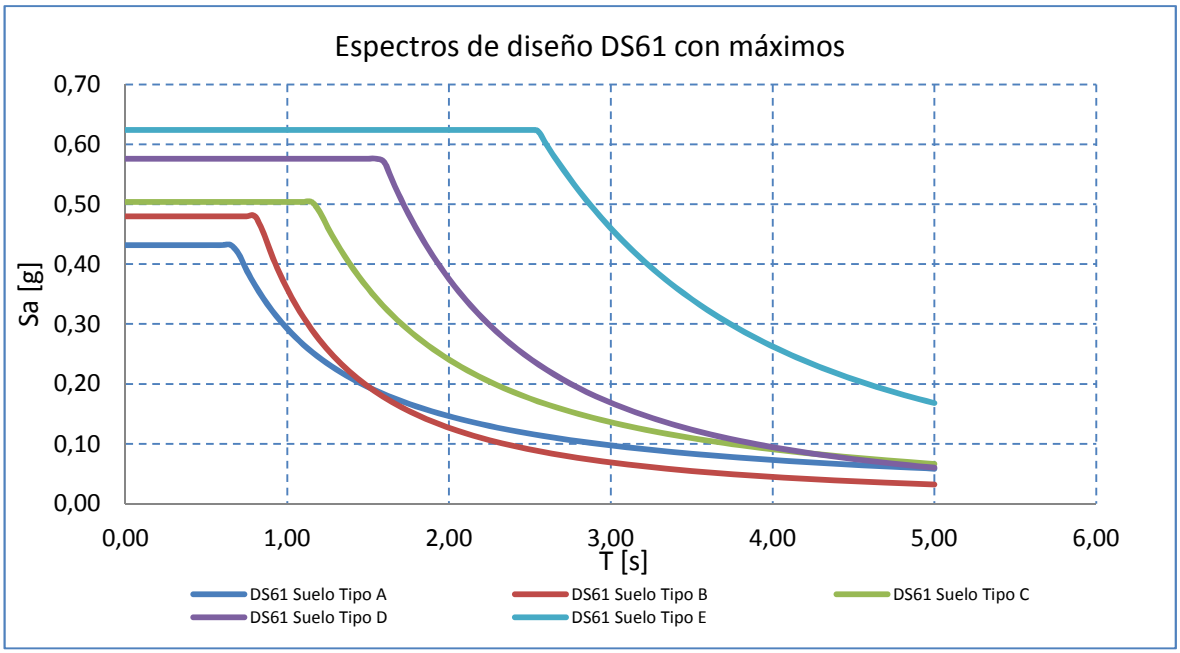


Gráfico 3 - Espectros de diseño DS61

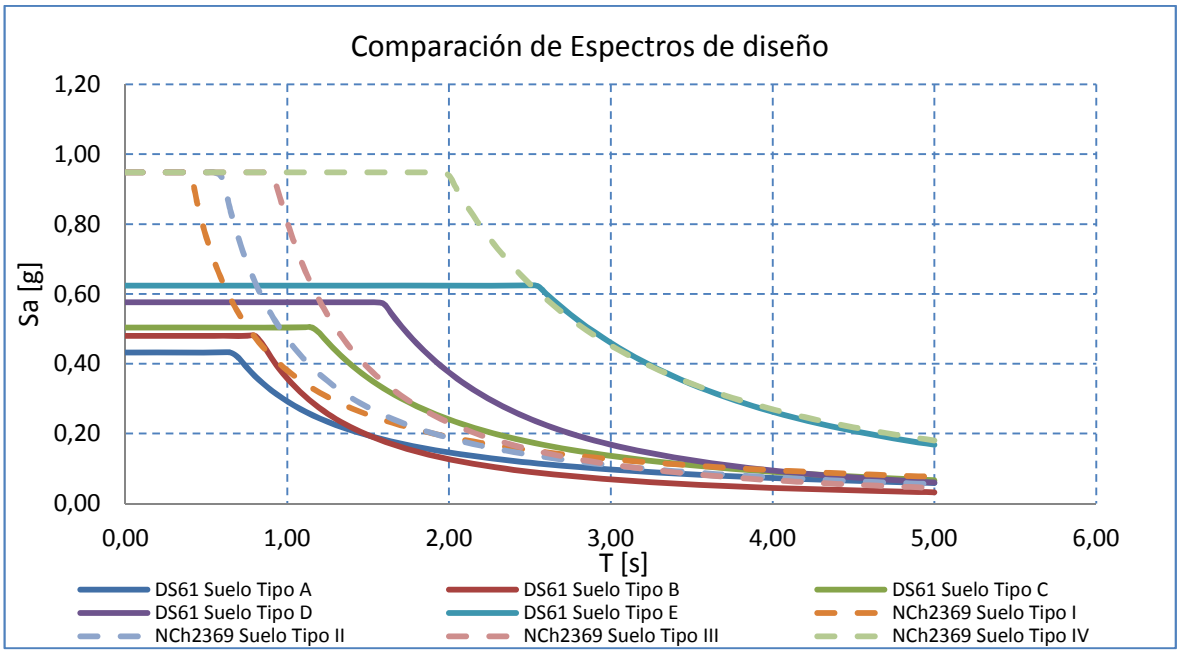


Gráfico 4 – Comparación de espectros de diseño

De los gráficos anteriores, se puede observar que entre ambas normativas existe una diferencia considerable en las aceleraciones máximas alcanzadas (cerca del doble), siendo más conservadores los máximos entregados por la normativa NCh2369. Se observa además que en la zona de curvas decrecientes, ambas normativas siguen una tendencia muy similar, con excepción de la curva obtenida para el suelo Tipo D de la normativa DS61, lo cual tiene sentido ya que luego del terremoto del año 2010 se determinó que se debía agregar un tipo de suelo que entregase resultados de aceleraciones ubicadas entre los II y III, lo que se logra apreciar con el suelo tipo C.

II.1.2 Comparación Espectros de Desplazamiento

Considerando los parámetros y formulaciones anteriormente indicados se procede a calcular los espectros de desplazamiento, cuyos resultados se presentan en los siguientes gráficos.

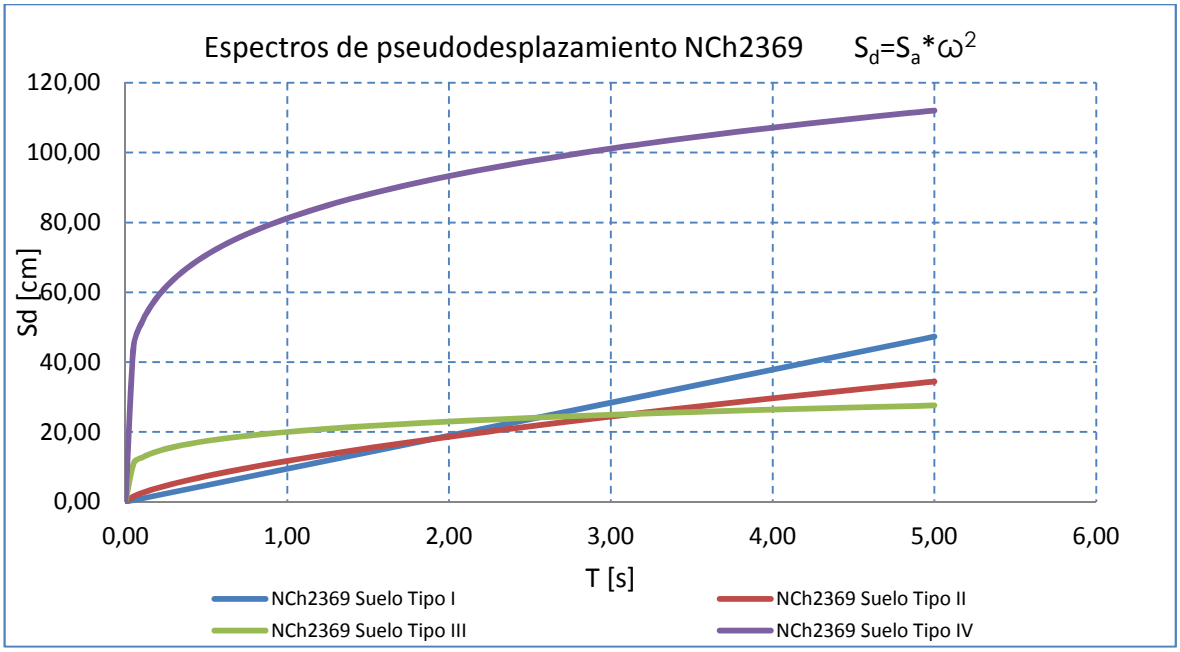


Gráfico 5 – Espectros de pseudodesplazamiento NCh2369

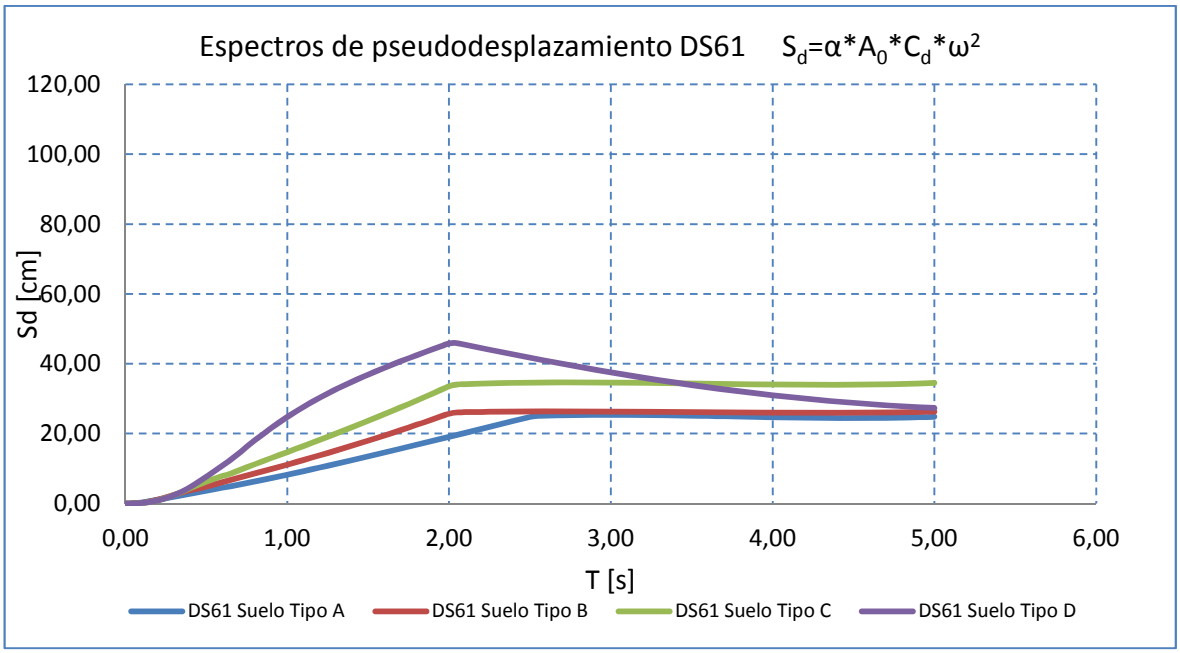


Gráfico 6 – Espectros de pseudodesplazamiento DS61

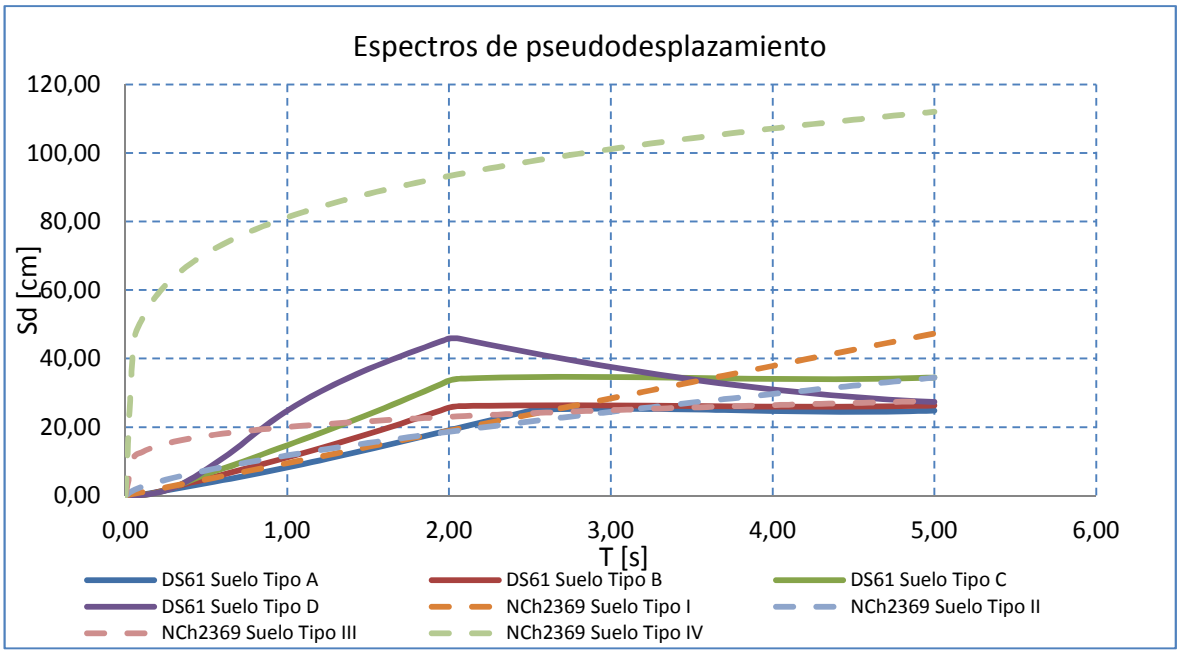


Gráfico 7 – Comparación de Espectros de pseudodesplazamiento

Se observa que la normativa DS61 está calibrada para entregar resultados fiables hasta períodos de 2 segundos, ya que en este punto se produce una inflexión en las curvas tal

como se aprecia en los gráficos. Por esta razón se concluye que los resultados entregados por esta normativa solo serán válidos en caso de que el aerogenerador tenga un período inferior a los dos segundos, lo cual no siempre es cierto ya que el período de estas estructuras oscila entre 1 y 4 segundos para los modelos actuales de generadores[4], lo cual se confirmará más adelante para el aerogenerador en análisis.

Con los resultados obtenidos para las aceleraciones y desplazamientos, y debido a que la normativa DS61 fue actualizada a partir de los resultados, comportamientos estructurales y registros obtenidos en el terremoto del año 2010 y enfocado a estructuras habitacionales, se concluye que para el análisis de aerogeneradores es más apropiado utilizar la normativa NCh2369.Of2003, ya que ésta no fue modificada debido al buen comportamiento de las estructuras industriales frente a el último evento sísmico severo en Chile. A esto se debe sumar que las aceleraciones y desplazamientos obtenidos con esta última normativa son más conservadores, lo cual está alineado con los requisitos técnicos y de funcionalidad requeridos para una planta de generación de energía y además de que los resultados de desplazamientos obtenidos con la normativa DS61 no son aplicables a estructuras con períodos mayores a 2 segundos, por lo que no llega a cubrir el comportamiento de los aerogeneradores.

[4] Esto de acuerdo a la experiencia del autor en proyectos desarrollados en Chile con máquinas Vestas.

II.1.3 Estudios realizados en Chile

Dentro de la documentación analizada encontramos dos estudios desarrollados en Chile, en los cuales se realiza un análisis del comportamiento dinámico de los aerogeneradores (C. Holmgren, 2005; R. Campos, 2006). Si vamos directamente a la definición del factor R dentro de estos documentos, encontramos que se han considerado los siguientes valores:

- C. Holmgren (2005): R=3
- R. Campos (2006): R=3

El factor de modificación utilizado proviene directamente de lo indicado en las tablas de la normativa de diseño sísmico nacional, donde se explicita lo siguiente:

Tabla 5.6 – NCh2369.Of2003:
4.6 Estructuras de Péndulo Invertido[5]-> R=3

En particular, para los aerogeneradores es difícil imaginar que la reducción de los esfuerzos sísmicos pueda llegar al límite indicado, debido principalmente a que el sistema estructural resistente no tiene forma de disipar esa cantidad de energía. Cualquier tipo de plastificación en la sección de la torre puede provocar el colapso instantáneo del conjunto completo al no tener, a priori, redundancia estructural suficiente. Por esta razón se debe clarificar y justificar de manera técnica un valor apropiado para este factor.

[5] Péndulo invertido: Más del 50% de la masa sobre el nivel superior. Un solo elemento resistente.

Las principales conclusiones de los estudios indicados anteriormente hacen referencia a que el diseño de los aerogeneradores, fundaciones y elementos de anclaje no se encuentra controlado por las combinaciones de cargas sísmicas, sino que queda controlado por las combinaciones de carga que consideran las cargas de viento extremo (Viento Clase I, según norma IEC 61400). Se concluye además que existe una zona crítica de extensión limitada que eventualmente quedaría controlada por cargas sísmicas, ubicada en los 20 metros superiores de un aerogenerador de 60 metros de altura.

Estas conclusiones deben ser contrarrestadas con los resultados de un nuevo análisis, donde se considere un factor R apropiado para el sistema estructural analizado.

II.2 Factor de modificación de la Respuesta (R)

El factor de modificación de la respuesta, comúnmente denominado Factor R, corresponde a uno de los parámetros que más incide en la determinación de las cargas sísmicas que van a ser utilizadas en el diseño de una estructura cualquiera. Este factor se utiliza para reducir la magnitud de las cargas elásticas que van a ser usadas para el análisis, de manera de llevar el diseño de la estructura a niveles inelásticos.

No existe un consenso único en la literatura revisada en el desarrollo de este trabajo para la definición y metodología de cálculo de este factor, sin embargo todos coinciden en la importancia que tiene este factor y en la falta de claridad del real valor de R que debe ser usado en la estructura a diseñar. Se reitera en la discusión que este valor debiese ser calculado específicamente para cada sistema estructural analizado, lo cual no es práctico de realizar ni tampoco existe una metodología única para realizar esto.

La definición que el autor considera más adecuada para este factor, se obtiene del documento ATC-19, 1995:

"The R factor was assumed to represent the ratio forces that would develop under the specified ground motion if the framing system were behave entirely elastically (termed hereafter as elastic design) to prescribed design forces at the strength level (assumed equal to significant yield level)"

II.2.1 Componentes del factor de modificación de la respuesta R

Diversos autores han propuesto definiciones para el factor de modificación de la respuesta, basándose principalmente en la deducción de este factor como el producto de diversos componentes:

$$R = R_1 \cdot R_2 \cdot R_3 \cdot R_4 \cdots R_n$$

De todas las propuestas de definiciones (J. Vielma et al., 2006; ATC, 1995; A. Elnashai et al., 2002; V. Bertero, 1986; Whittaker et al., 1987) estudiadas se observa la recurrencia de cinco factores, los que se listan a continuación:

- Factor de reducción por resistencia R_S
- Factor de reducción por ductilidad R_μ
- Factor de reducción por múltiples grados de libertad R_{VG}
- Factor de reducción por redundancia R_R
- Factor de reducción por amortiguamiento R_ξ

Las propuestas más usadas, en la práctica, para la definición del factor R corresponden a las siguientes:

Propuesta de Bertero (1986): $R = R_S \cdot R_\mu \cdot R_{VG} \cdot R_S$

Propuesta de Witthaker et al. (1987): $R = R_S \cdot R_\mu \cdot R_\xi$

Propuesta ATC-19 (1995): $R = R_S \cdot R_\mu \cdot R_R$

Para el desarrollo del presente trabajo se adoptó la definición propuesta por ATC-19.

Se presenta a continuación un breve resumen de propuestas para la obtención de los tres factores que componen esta formulación: R_S, R_μ, R_R.

II.2.1.1 Factor de reducción por resistencia (R_S)

Este factor se puede obtener directamente de un análisis "push-over" (curva de capacidad) realizado a la estructura en análisis, con lo cual el factor queda definido como:

$$R_S = \frac{V_u}{V_b}$$

Dónde:

V_μ: Corte último en la base.

V_b: Corte de diseño en la base.

II.2.1.2 Factor de reducción por ductilidad (R_μ)

Este factor también se puede obtener directamente de un análisis "push-over" (curva de capacidad) realizado a la estructura en análisis:

$$R_\mu = \frac{V_e}{V_u}$$

Dónde:

V_e: Corte elástico en la base.

V_μ: Corte último en la base.

Una curva típica de un análisis push-over es la que se presenta en el siguiente gráfico:

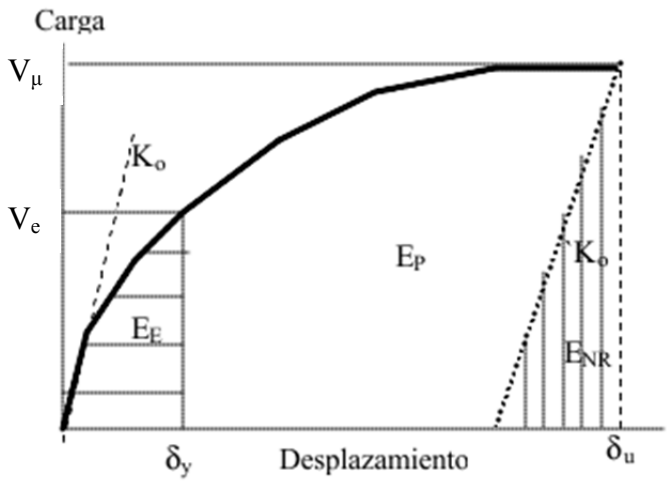


Gráfico 8 - Curva ejemplo de análisis push-over.

II.2.1.3 Factor de reducción por redundancia (R_R)

Este factor no es posible obtenerlo directamente de un análisis "push-over". Es más, este corresponde al factor que menos ha sido estudiado y para el cual se tiene menos información. Para su definición, analizamos la normativa ATC-19, donde se indica lo siguiente:

Líneas resistentes verticales	Factor por redundancia
2	0,71
3	0,86
4	1,00

Tabla 3 - Factores de reducción por redundancia.

Si graficamos los parámetros anteriormente definidos, obtenemos una tendencia lineal del factor, directamente relacionado con el número de ejes de columnas de la estructura en análisis, tal como se puede apreciar a continuación:

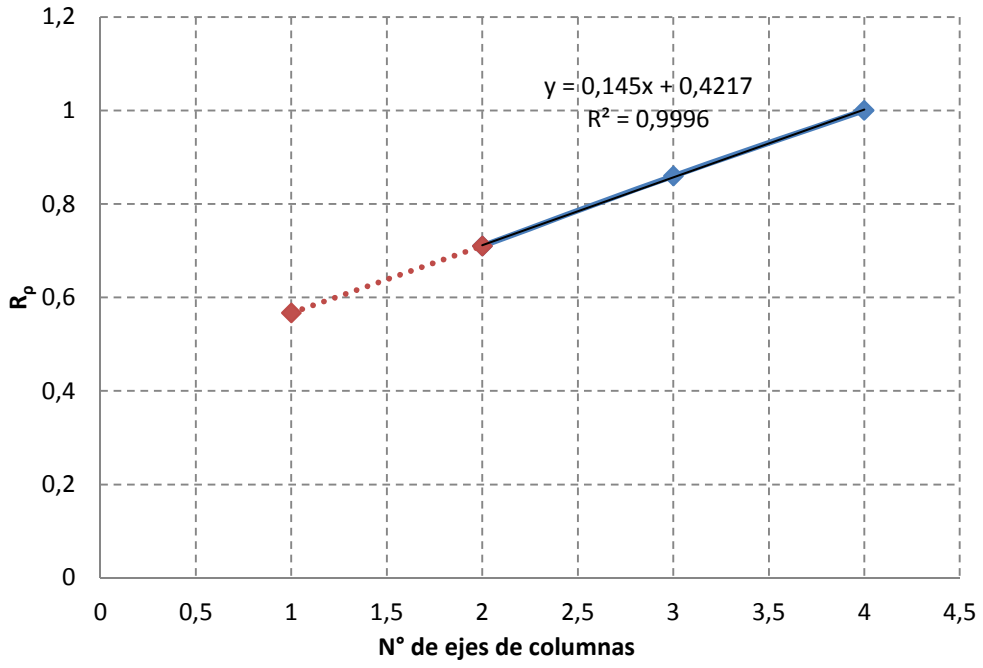


Gráfico 9 - Factor R_P de acuerdo a normativa ATC-19.

El sistema estructural de un aerogenerador tiene solo 1 eje de columnas resistentes, pero la definición de este parámetro en normativa ATC está calibrada para sistemas estructurales

con más de 1 eje de columnas resistentes y no para las estructuras tipo cantiléver que es nuestro caso. Por esta razón, para obtener el valor de 1 eje de columnas resistentes se ha extrapolado el valor de acuerdo a lo presentado en el gráfico anterior, obteniendo un factor $R_P = 0,57$ para un sistema cantiléver.

II.2.2 Metodología para la estimación del parámetro R

De acuerdo con lo expuesto en los capítulos anteriores, la estimación del parámetro R se puede realizar, en teoría, a partir de un análisis push-over a la estructura en análisis. Se utiliza entonces una metodología para la estimación de este valor a partir de este análisis. Los pasos a seguir se listan a continuación:

Metodología utilizada para la estimación del parámetro R:

1. Selección de parámetros sísmicos.
2. Prediseño estructural.
3. Ejecución de un análisis No-Lineal (Push-Over).
4. Cálculo de parámetros (R_μ,R_S,R_R).
5. Ajustes cargas sísmicas (Nuevo valor de R).
6. Diseño estructural → Vuelvo a repetir desde el Punto 3.
7. Convergencia.

II.2.3 Valores del parámetro R en la literatura

En la literatura revisada para el desarrollo del presente trabajo, se encuentran diversos valores sugeridos para estructuraciones similares a la que estamos analizando. Sólo uno de los documentos revisado sugiere un valor específico de R para el análisis de aerogeneradores, el cual no tiene un fundamento teórico claro sino más bien se basa en los valores usados en la práctica.

Los valores se exponen a continuación:

NCh2369.Of2003:	Estructuras de péndulo invertido	R=3
NCh2745.Of2003:	Estructuras en voladizo	R=1.4
ASCE/AWEA RP2011[6]:	Aerogeneradores	R=1.5

[6] Recommended Practice for Compliance of Large Land-based Wind Turbine Support Structures.

III. DESARROLLO – PARTE 1: FACTOR DE MODIFICACIÓN R

III.1 Elección del aerogenerador para el análisis

Para el desarrollo del presente estudio se considera la máquina V100 H80M 2MW, del fabricante danés Vestas. Se consideró esta máquina ya que corresponde al modelo que está siendo utilizada la actualidad en proyectos en construcción y en operación en el norte de Chile, específicamente en las localidades de Calama, Tal Tal y Talinay.

Los datos principales del aerogenerador se resumen a continuación.

Blade=	7,7	[tonf]
Hub=	20	[tonf]
Nacelle=	70	[tonf]

Tabla 4 - Peso de los componentes principales.

H_{total}=	80	[m]	Altura torre
$D_{inicial}$=	4150	[mm]	Diámetro Base (Cara externa)
D_{final}=	2300	[mm]	Diámetro Punta (Cara externa)
$e_{inicial}$=	29	[mm]	Espesor inicial (bottom)
e_{final}=	16	[mm]	Espesor final (top)
P_{torre}=	151	[tonf]	Peso Torre
P_{total}=	113,1	[tonf]	Peso Total Punta (Nacelle + Hub + 3Blades)

Tabla 5 - Geometría y pesos aerogenerador completo

Los detalles dimensionales de cada uno de los componentes del aerogenerador considerado en el análisis se incluyen en los ANEXOS del presente trabajo.

III.2 Estimación del Factor de modificación de la Respuesta

Para la estimación del factor R se utilizará la metodología propuesta en capítulos anteriores.

Los parámetros iniciales para el análisis son los que se detallan a continuación:

NCh2369 Of.2003:					
A_0=	0,40	[g]	n=	1,33	
R=	3		T'=	0,35	
I=	1,2		T*=	3,61	[s]
$C_{H(MIN)}$=	0,10	[g]	ξ	0,02	
$C_{H(MAX)}$=	0,40	[g]			
$C_{(formula)}$=	0,02	[g]			
P=	182,1	[tonf]	(Considero 50% masa torre +100% masa punta)		
V_b=Q_0=C*I*P	21,85	[tonf]	Corte basal mínimo		
V_b=Q_0=C*I*P	87,41	[tonf]	Corte basal máximo		
V_b=Q_0=C*I*P	5,19	[tonf]	Corte basal por fórmula		
Ve=	15,57	[tonf]	Cortante Elástico (V_e=V_b*R)		

Tabla 6 - Parámetros iniciales para comenzar la iteración.

III.3 Modelo de análisis

Para el desarrollo del análisis push-over se considera un modelo de elementos finitos en base a elementos del tipo “frame”, utilizando el software SAP2000 en su versión 14.

El detalle de la confección del modelo estructural se puede revisar en el Anexo A del presente trabajo.

El modelo considerado es el siguiente:

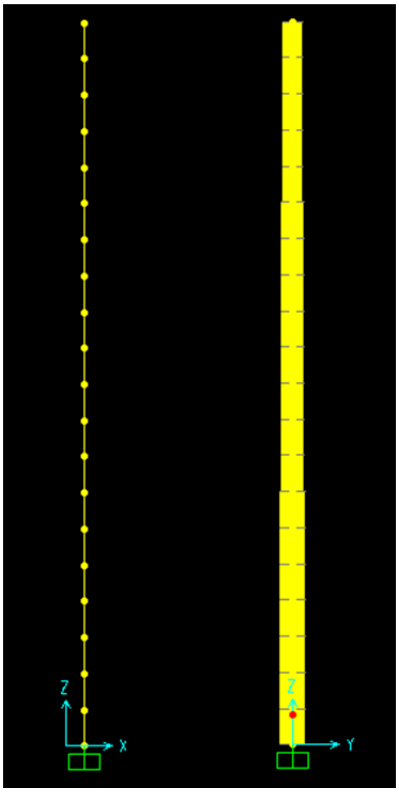


Figura 9 - Modelo SAP2000 utilizado en el análisis.

El modelo se compone de 20 elementos tipo frame. Para la definición de la materialidad, se considera el acero indicado por el fabricante, correspondiente a un acero de calidad S355J0 y S355J2, dependiendo del espesor del perfil. Las principales propiedades mecánicas del acero considerado se resumen en la siguiente tabla:

	Minimum Yield strength ReH MPa		Tensile Strength Rm MPa
Acero	16mm<e<=40mm	40mm<e<=63mm	3mm<e<=100mm
S355J0	345	335	470-630
S355J2	345	335	470-630

Tabla 7 - Propiedades acero S355.

Además se incorpora en el modelo la curva de tensión versus deformación del material, la cual debe ser definida a partir de curvas de ensayos reales.

Con toda esta información, y considerando la definición geométrica de las secciones de la torre real se procede a generar el modelo estructural de análisis. Con este modelo se procede a realizar un prediseño, en donde se consideran solo las cargas sísmicas para dimensionar las secciones de la torre. Luego de realizar este diseño preliminar, se definen secciones diferentes al aerogenerador real, pero que nos va a permitir realizar el análisis del presente capítulo.

Las dimensiones de las secciones de la torre a analizar se presentan en la siguiente tabla:

Altura	Sección	Diámetro[mm]	Espesor [mm]
0m a 16m	SEC07	3.566	25
16m a 48m	SEC09	3.371	24
48m a 80m	SEC16	2.689	19

Tabla 8 – Perfiles asignados a modelo estructura en base a prediseño.

Luego, se determina el diagrama momento-curvatura, con el fin de poder determinar las propiedades de las rótulas plásticas a asignar en el modelo de análisis. El diagrama obtenido para la base de la estructura se presenta en el siguiente gráfico.

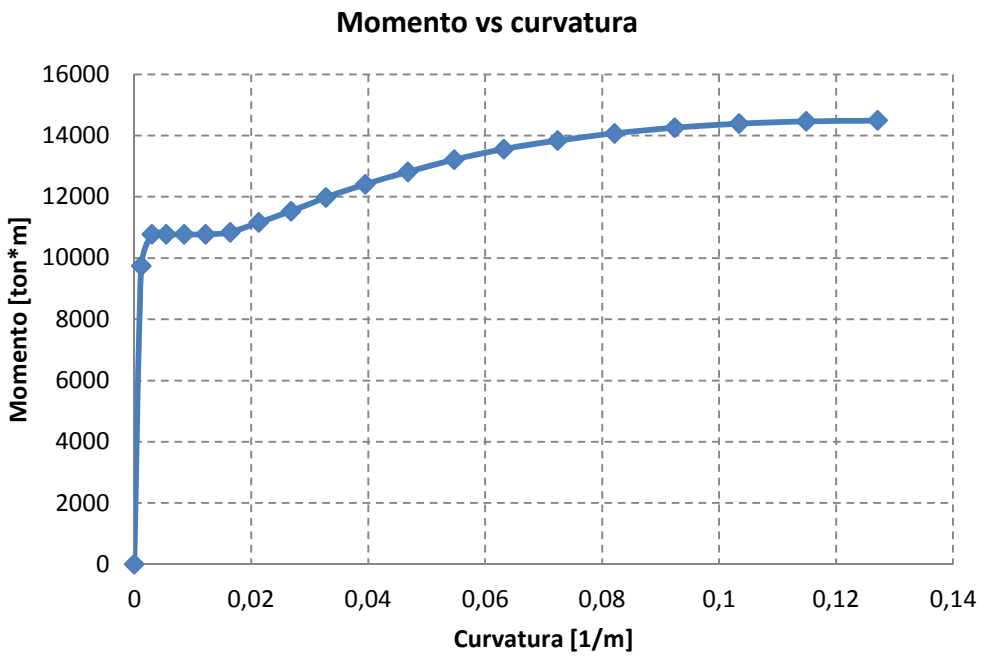


Gráfico 10 – Diagrama Momento vs Curvatura para la sección en la base de la torre.

El diagrama anterior se modifica de manera de simplificarlo, considerando datos representativos de la curva anterior. Esto se realizar con el fin de facilitar el ingreso de las propiedades de las rótulas en el software de análisis. La curva simplificada se presenta en el siguiente gráfico.

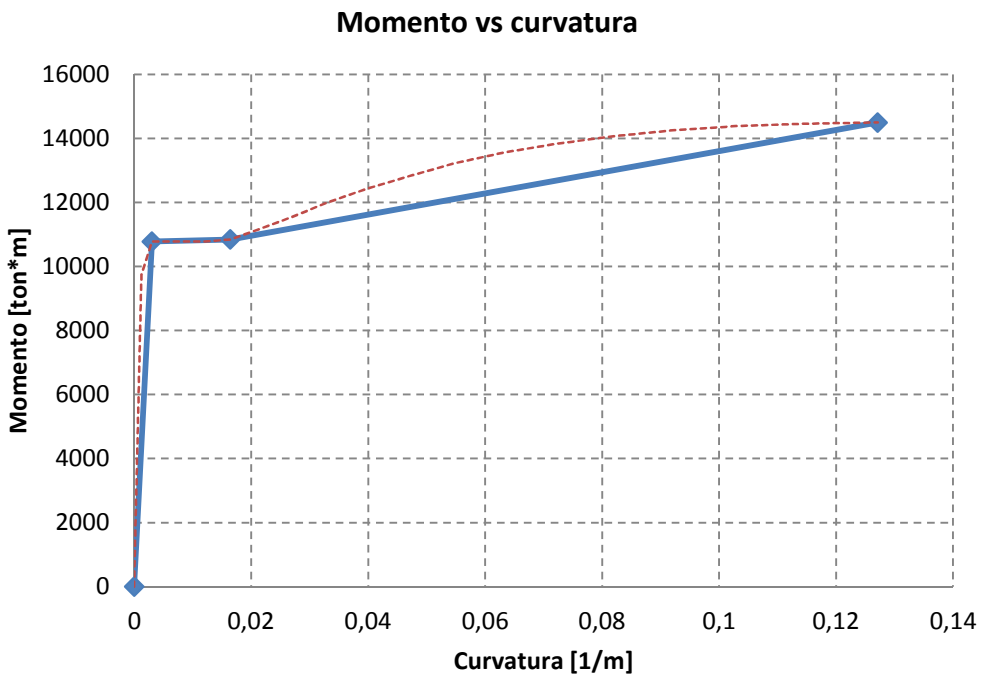


Gráfico 11 – Diagrama Momento vs Curvatura simplificado.

Para la definición de las rótulas plásticas dentro del modelo de análisis consideramos la información obtenida del gráfico momento vs curvatura simplificado. Es posible definir las propiedades de la rótula dentro del software de análisis estructural considerando los datos obtenidos de la curva anterior. Estos datos son normalizamos de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla, para poder hacer ingreso de sus propiedades dentro del software:

	Moment/SF	Curvature/SF	
(M/M_y)	0	0	
(M/M_y)	1	0	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
(M/M_y)	1,01	4,4	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
(M/M_y)	1,35	40,8	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
	0	40,8	

Tabla 9 – Valores normalizado para ingresar a software SAP2000.

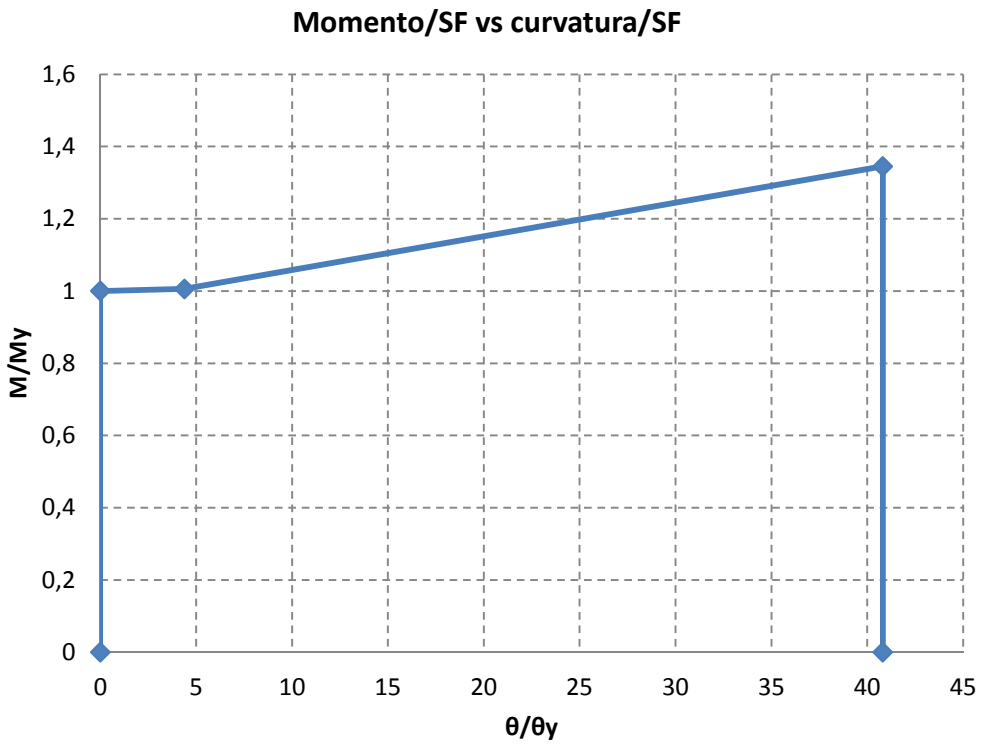


Gráfico 12 – Gráfico Momento/SF vs Curvatura/SF.

Con esta información se procede a definir el tipo de rótula plástica a usar en el modelo y se definen sus propiedades.

Dentro de las propiedades se definió una longitud de rótula equivalente a un 5% de la longitud total del perfil. Teniendo esto en consideración, se considera la definición de 20 rótulas en cada perfil de manera de abarcar toda la longitud del elemento frame con rótulas para el análisis.

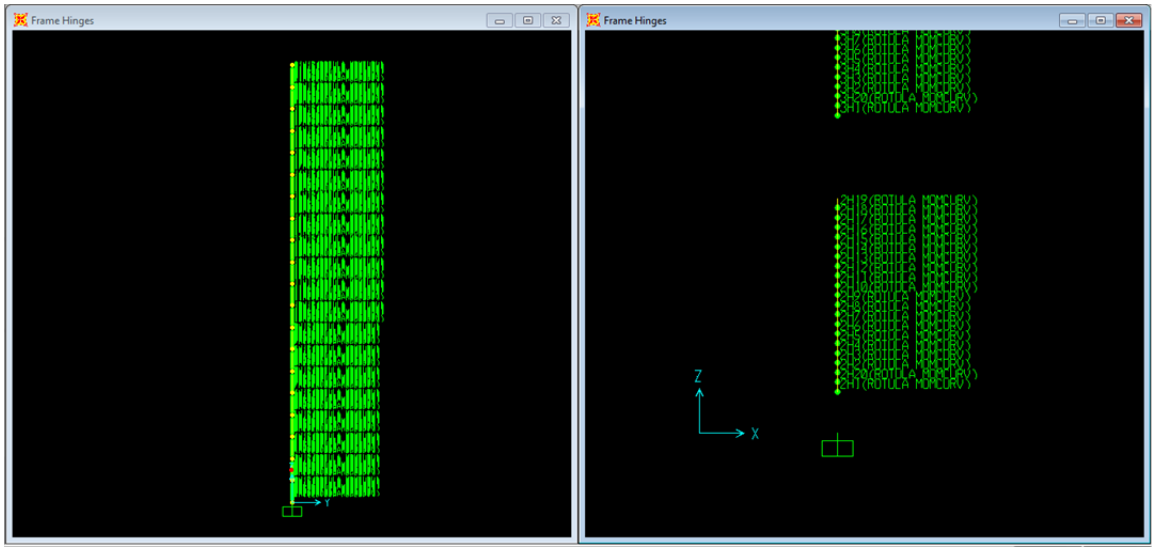


Figura 10 – Detalle de asignación de rótulas en el modelo.

Con este modelo procedemos a realizar un análisis pushover, del cual obtenernos la siguiente curva:

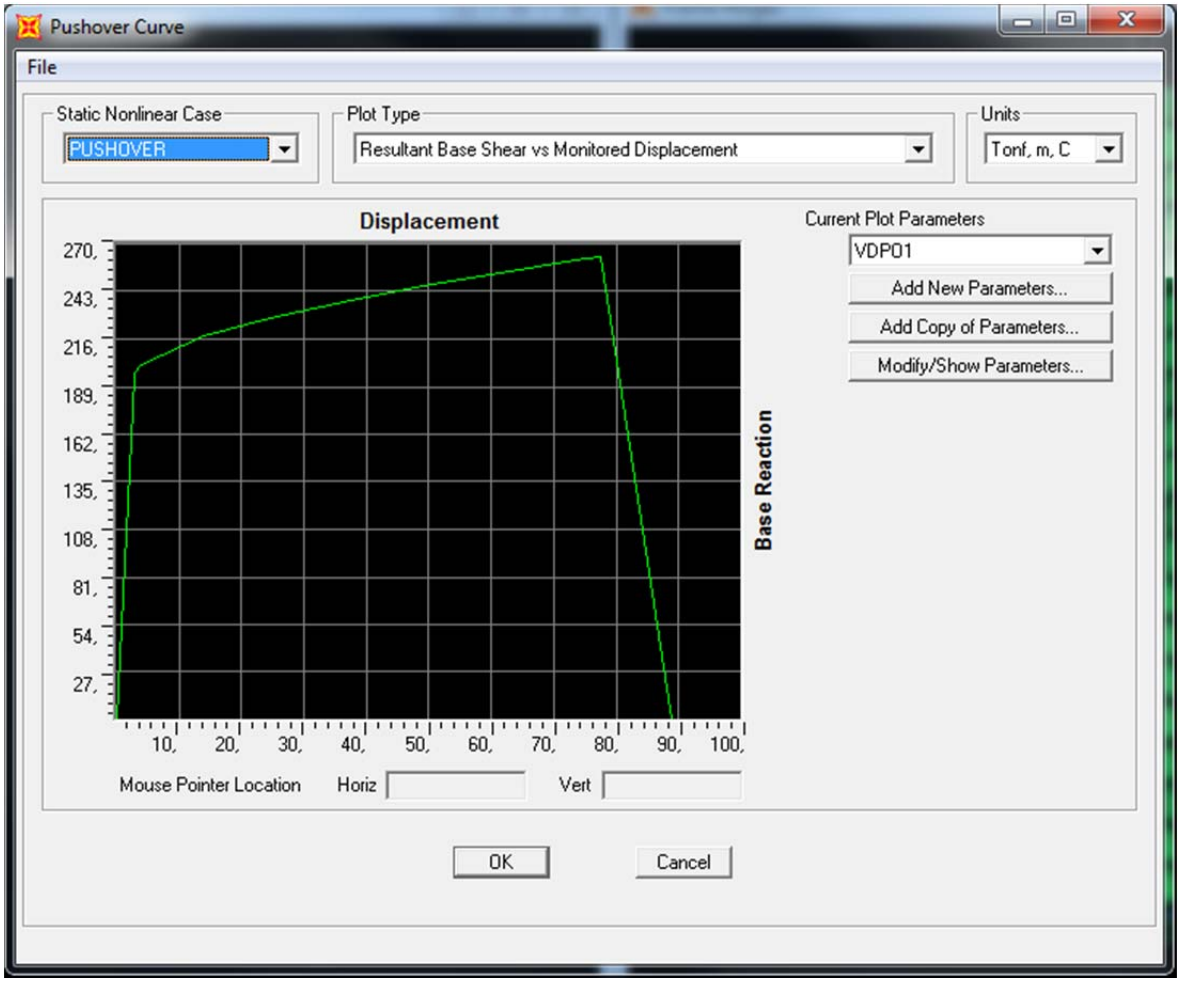


Figura 11 – Resultado análisis pushover.

Se observa que la deflexión máxima en el rango elástico es de aproximadamente 4 metros. Si realizamos un análisis simplificado de la deflexión máxima alcanzada por este sistema cantiléver, obtenemos resultados similares:

Análisis con fórmula:

$$\Delta = \frac{P \cdot L^3}{3 \cdot E \cdot I} = \frac{263[\text{tonf}] \cdot (80[\text{m}])^3}{3 \cdot 21000000[\frac{\text{tonf}}{\text{m}^2}] \cdot 0.4359[\text{m}^4]} = 4.922[\text{m}]$$

Análisis con sección prismática (modelo SAP2000, carga puntual de 263[tonf]):

$$\Delta = 6.104[m]$$

III.4 Resultados

Luego de modelar el aerogenerador en el software de elementos finitos, se procede a seguir la metodología anteriormente definida para obtener la estimación del parámetro R.

El detalle de la primera iteración se presenta en la siguiente tabla.

1 Selección de parámetros Sísmicos:					
	P_{total}=	113,1	[Tonf]	Peso Total Punta (masa aplicada en modelo SAP)	
		11,529	[tonf*seg2/m]		
	P_{torre}=	138	[Tonf]	Peso Torre (Obtenido luego de diseñar en SAP2000, desde output de software)	
NCh2369 Of.2003:					
A_0=	0,40	[g]	n=	1,33	
R=	3		T'=	0,35	
I=	1,2		T*=	3,61	[s]
$C_{H(MIN)}$=	0,10	[g]	ξ	0,02	
$C_{H(MAX)}$=	0,40	[g]			
$C_{(formula)}$=	0,02	[g]			
P=	182,1	[tonf]	(Considero 50% masa torre +100% masa punta)		
$V_b=Q_0=C*I*P$	21,85	[tonf]	Corte basal mínimo		
$V_b=Q_0=C*I*P$	87,41	[tonf]	Corte basal máximo		
$V_b=Q_0=C*I*P$	5,19	[tonf]	Corte basal por fórmula		
Ve=	15,57	[tonf]	Cortante Elástico ($V_e=V_b*R$)		
2 Prediseño Estructural					
ok	**Vb=**	**5,19**	[tonf]	Corte basal a usar para el diseño	
3 Análisis No-Lineal					
	μ=	26,26	(μ=δu/δy)		
4 Cómputo de Parámetros					
Iteración 01:	R_μ=	26,26	(R_μ=μ, T_n>1s)	Factor de reducción basado en la ductilidad	
	R_Ω=	50,69	($R_\Omega=P_u/V_b$)	Factor de reducción por sobreresistencia	
	R_ρ=	0,57		Factor de reducción por redundancia estructural	
	$R^*=R_\mu*R_\Omega*R_\rho$=	**759**		Factor de reducción de la respuesta	
	R/R*=	0,00			
	Vb*R/R*=	0,02	[tonf]	Corte basal máximo ajustado	
5 Ajuste de cargas sísmicas					
	Vb=	**0,02**	[tonf]	Corte basal a usar	
6 Diseño Estructural					
	ok				

Tabla 10 - Resultados del análisis para la primera iteración.

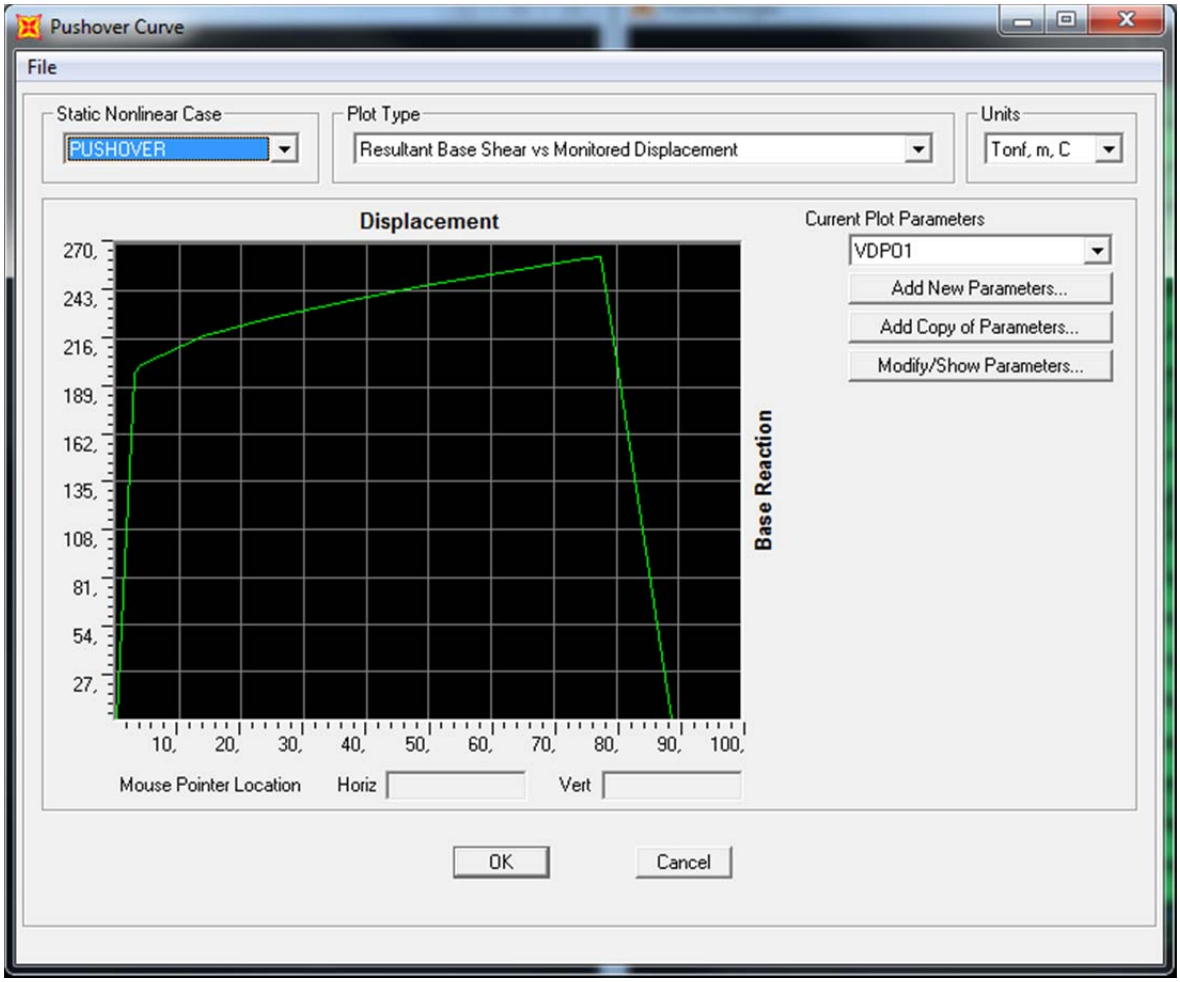


Figura 12 - Curva push-over obtenida de la primera iteración.

El detalle de la iteración realizada se explica a continuación:

1. Comenzamos con una sección de la estructura dada (SEC07) y asumimos un valor de R = R1 = 3 > 1.0 (Valor indicado en norma NCh2369 para estructura tipo péndulo invertido).
2. Con esta sección y considerando las masas que soporta el sistema (P), haciendo uso del método estático definido en normativa NCh2369 (capítulo 5.3.3), calculamos el coeficiente sísmico.

3. Con el valor del coeficiente sísmico (C), la masa del sistema (P) y el coeficiente de importancia (I) obtenemos la demanda elástica del sistema (Ve = Vb * R = C * I * P).
4. Con el valor de R asumido y el valor de Ve, obtenemos el corte de diseño Vd = Vb = Ve / R.
5. Aplicando la carga Vb en el modelo se procede a realizar el análisis no lineal push-over, y en base a los resultados de este se realiza el cómputo de los parámetros del factor de modificación de la respuesta.
6. Con el nuevo valor de R obtenido (R=759), se procede a realizar un ajuste de las cargas sísmicas y con este se verifica nuevamente el diseño estructural.

Ahora bien, como en nuestro caso la capacidad estructural de la sección dada en el punto 1 (Vy) es mayor que Ve, y este a su vez es mayor que Vd, lo que tenemos es que, de mantener la sección, el comportamiento "real" frente al terremoto de diseño será necesariamente elástico. Lo anterior implica que nuestra estimación de demanda de diseño Vd no es correcta (no hay posibilidad de plastificación), por lo que corresponde es que Vd debe ser igual a Ve, o sea que R debe ser igual a 1, con lo que finalizamos la iteración.

El análisis de los resultados obtenidos en conjunto con la revisión bibliográfica realizada se presenta en el siguiente capítulo.

IV. DESARROLLO – PARTE 2: ANÁLISIS DE CARGAS DE VIENTO

IV.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla el análisis del comportamiento estructural de un aerogenerador, obteniendo las cargas de viento a partir de los perfiles de viento definidos en la normativa IEC 61400-1 y de un registro real de vientos obtenido en el transcurso de cuatro años. El aerogenerador en análisis es parte de un proyecto real actualmente en operación en el norte del país. El registro de vientos fue obtenido en el emplazamiento del proyecto en el transcurso de aproximadamente cuatro años.

Con estos antecedentes se desea comparar el nivel de exigencia estructural al que se encuentra sometida la torre eólica en base a las cargas de viento de diseño basadas en normativa y a las reales.

IV.2 Elección del aerogenerador para el análisis

Para el desarrollo del presente capítulo se considera la máquina V100 H80M 2MW, del fabricante danés Vestas, cuyas características principales fueron presentadas en el capítulo III. Mayores antecedentes del aerogenerador considerado se describen en el Anexo A del presente estudio.

IV.3 Modelo de análisis

Para el desarrollo del análisis se considera un modelo de elementos finitos en base a elementos del tipo “frame” utilizando el software SAP2000 en su versión 14.

El modelo estructural utilizado corresponde al que fue definido anteriormente para el desarrollo del capítulo III. La diferencia del modelo usado para este capítulo con el utilizado anteriormente se encuentra en las propiedades geométricas de la torre analizada (diámetro y espesores). En este caso se consideran las dimensiones reales del modelo V100 H80M 2MW, cuya descripción se presenta en el Anexo A.

IV.4 Estimación de las cargas de viento

Para la estimación de las cargas de viento se procede a analizar en primer lugar la normativa utilizada en la práctica para el diseño de aerogeneradores. Esta corresponde a la normativa IEC 64100-1 "Wind turbines – Part 1: Design requirements", con la cual se obtienen diversos perfiles de viento para el análisis. Con la determinación de los perfiles de viento se procede a realizar el cálculo de las cargas de viento sobre la estructura, teniendo en consideración los coeficientes de forma para cada tipo de geometría de los elementos que componen el aerogenerador. Con esta información se procede a estimar las cargas a aplicar sobre el modelo estructural. Se utiliza este mismo procedimiento considerando los perfiles de viento obtenidos del registro real. El detalle de este análisis se presenta en los siguientes capítulos.

IV.4.1 Normativa

La norma IEC 64100-1 define los siguientes perfiles de viento:

- Condición de viento normal de operación (NW).
    - Viento normal de operación (NWP: Normal Wind Profile)

- Viento de ráfaga bajo operación Normal (NTM: Normal Turbulence Model)

- Condición de viento extremo (EW).
  - Modelo de Viento Extremo (EWM: Extreme Wind Model)
  - Ráfaga de Operación Extrema (EOG:Extreme Operating Gust)

El proyecto en análisis considera una turbina Vestas V90 con una definición de clase de viento de acuerdo a normativa IEC equivalente a una Clase IIIA. Los parámetros que define la normativa para un viento Clase IIIA, y que serán usados en la definición de los perfiles de viento se presentan en la siguiente tabla:

Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes[1]

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values
A	I_{ref} (-)	0,16			specified
B	I_{ref} (-)	0,14			by the
C	I_{ref} (-)	0,12			designer

Tabla 11 – Parámetros base para las distintas clases de turbinas y viento[7].

Los valores de esta tabla aplican a la altura del nacelle, donde:

v_{ref}: Velocidad de viento promedio de referencia sobre 10min.

A: Categoría designada para características de alta turbulencia.

B: Categoría designada para características de media turbulencia.

C: Categoría designada para características de baja turbulencia.

[7] Tabla obtenida de normativa IEC 64100-1

I_{ref}: Valor esperado de intensidad de turbulencia a 15m/s.

A continuación se expone el detalle de las formulaciones indicadas en la normativa IEC para la determinación de los distintos perfiles de viento.

Viento normal de operación (NWP: normal wind profile):

$$v(z) = v_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{\alpha}$$

Dónde:

Zhub: Altura del eje de la nacelle (equivalente a 80m).

Vhub: Viento a la altura del eje de la nacelle (equivalente a 15[m/s] para viento clase IIIA).

α: Coeficiente exponencial que se asume igual a 0,2 de acuerdo a normativa.

Viento de ráfaga bajo operación Normal (NTM: Normal Turbulence Model):

$$\sigma_1 = I_{ref} \cdot (0.75v_{hub} + b)$$

Donde,

b=5.6 m/s

Vhub: Viento a la altura del eje de la nacelle (equivalente a 15[m/s] para viento clase IIIA).

Iref: Valor esperado de intensidad de turbulencia a 15m/s (equivalente a 0.16 para viento Clase IIIA)

Luego consideramos para el cálculo de la velocidad la siguiente expresión:

$$v(z) = (v_{hub} + \sigma_1) \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.2}$$

<u>Modelo de Viento Extremo (EWM: Extreme Wind Model)</u>:

$$v_{e50}(z) = 1.4 \cdot v_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11}$$

Dónde:

ve50: Velocidad de viento extremo con retorno de 50 años.

vref: Velocidad básica dada por la clase de viento (vref=37.5m/seg para viento clase IIIA).

<u>Ráfaga de Operación Extrema (EOG:Extreme Operating Gust):</u>

$$v_{gust} = \min\left\{1.35(v_{e1} - v_{hub}); 3.3\left(\frac{\sigma_1}{1 + 0.1\left(\frac{D}{A_1}\right)}\right)\right\}$$

Donde,

$$v_{e1}(z) = 0{,}8V_{e50}(z)$$

$$v_{e50}(z) = 1.4 \cdot v_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11}$$

$$\sigma_1 = I_{ref} \cdot (0.75v_{hub} + b)$$

D= 100[m] (Diámetro del rotor)

A1=parámetro de turbulencia:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0.7z & z \leq 60m \\ 42m & z \geq 60m \end{cases}$$

Luego, la velocidad de viento está dada por:

$$V(z,t) = \begin{cases} v(z) - 0.37V_{gust} \sin\left(\frac{3\pi t}{T}\right)\left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right)\right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ v(z) & \text{otherwise} \end{cases}$$

Donde,

$$v(z) = v_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{\alpha}$$

T=10,5[s]

Distribución de velocidades de viento (Wind speed distribution):

La distribución de velocidades de viento queda definida en la normativa por la siguiente expresión:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi\left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}}\right)^2\right]$$

Donde,

Vave=0,2Vref

Este valor es requerido para la determinación de los perfiles de viento anteriormente detallados. Si graficamos la expresión anterior, obtenemos el siguiente resultado.

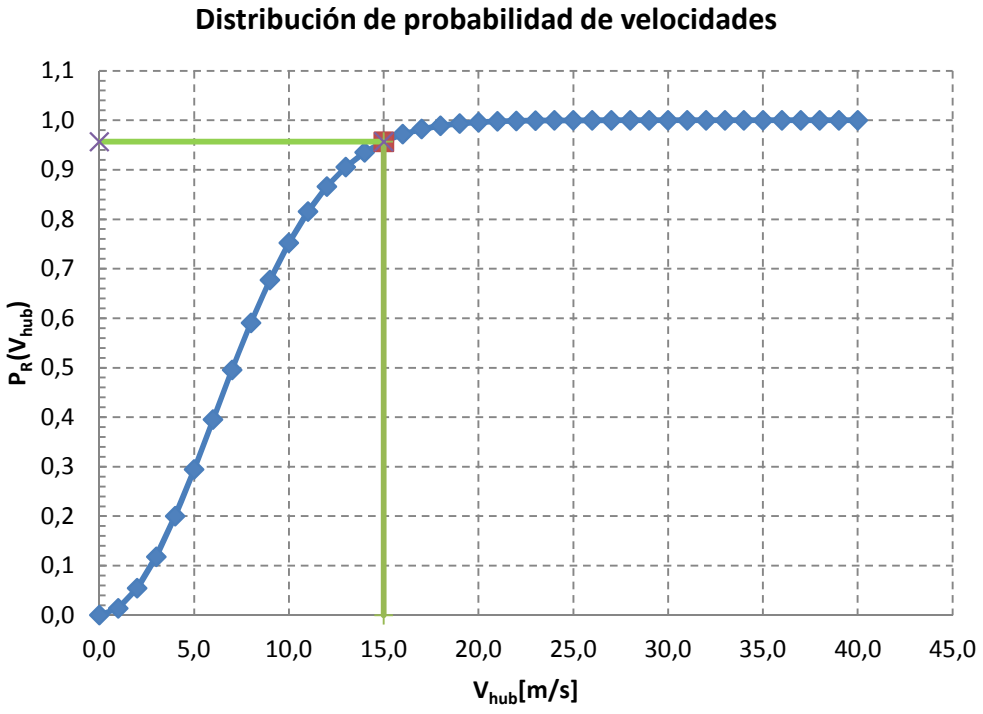


Gráfico 13 – Distribución de probabilidad de velocidades.

Para el desarrollo del presente estudio se considera para el análisis una velocidad V_{hub} de:

- V_{hub}= 15[m/s]
- V_{hub}= 7[m/s]

El primer valor corresponde a la velocidad que tiene una probabilidad de ocurrencia de un 95% aproximadamente de acuerdo a lo que se aprecia en el gráfico. El segundo valor corresponde a la velocidad de largo plazo calculada a la altura del hub con los datos de los registros. Este parámetro fue considerado en los cálculos de producción del parque eólico "Valle de los Vientos".

IV.4.2 Perfiles de viento:

Tomando en consideración las formulaciones descritas en el capítulo anterior, obtenemos los siguientes perfiles de viento para la estructura de acuerdo a la normativa IEC. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico.

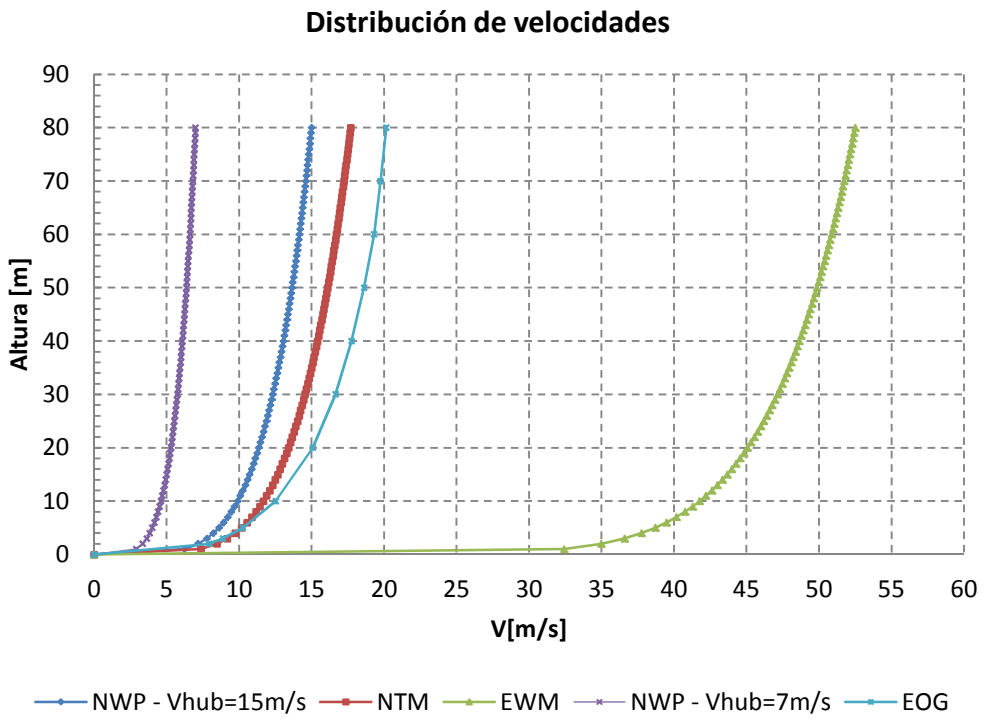


Gráfico 14 – Perfiles de viento de acuerdo a normativa IEC 61400-1

Para efectos del presente estudio consideraremos en el análisis las siguientes cargas:

- NWP (V_{hub}=7m/s)
- NWP (V_{hub}=15m/s)
- EWP

Las cargas intermedias (NTM, EOG) no fueron consideradas ya que no entregaran información relevante para el alcance de este trabajo.

IV.4.3 Determinación de las cargas de viento:

Para la evaluación de las solicitaciones por cargas de viento a partir de las velocidades de viento se consideran las siguientes formulaciones:

Presión de viento básica:

$$P_b = \frac{v(z)^2}{16} \left[\frac{kg}{m^2}\right]$$

Fuerza de viento de diseño:

$$\mathrm{P_d} = \mathrm{P_b(z)} \cdot \mathrm{A(z)} \cdot \mathrm{C_d}\ [\mathrm{tonf}]$$

IV.4.4 Análisis de coeficientes de forma:

Para la definición de los coeficientes de forma (Cd) se ha tenido en consideración el análisis desarrollado por Raúl Campos (R. Campos, 2006). El resultado del análisis realizado para cada una de las secciones que componen un aerogenerador se presenta a continuación.

- Sección variable (Aspas):

Viento Normal:

$\mathrm{C_d} = 0.70$ Zona circular (L=3[m])

$\mathrm{C_d} = 0.20$ Zona variable (L>3[m])

Viento Extremo:

$\mathrm{C_d} = 0.80$ Zona circular (L=3[m])

$$C_d = 0.20 \qquad \text{Zona variable (L>3[m])}$$

Para simplificar el analizar a realizar y siendo conservador en el desarrollo de este, se considera para las aspas el siguiente factor en toda su geometría e independiente del tipo de viento a analizar:

$$C_d = 0.80$$

- Sección circular (Torre):

Viento Normal:

$$C_d = 0.70$$

Viento Extremo:

$$C_d = 0.80$$

Al igual que en caso de las aspas, para simplificar el análisis y siempre desde el lado conservador, se considerará un coeficiente de forma para la torre de magnitud igual a:

$$C_d = 0.80$$

- Sección Nacelle:

$$C_d = 1.20$$

Con la información geométrica de los elementos componentes del aerogenerador y tomando en consideración los factores de forma anteriormente definidos se procede a calcular los parámetros preliminares requeridos para la estimación de las cargas de viento sobre el aerogenerador.

	Altura [m]	Cd	Az [m2]	Cd*Az[m2]
Torre:	20	0,8	75,44	60,35
	40	0,8	134,24	107,39
	60	0,8	176,40	141,12
	80	0,8	201,92	161,54
Aspas:	80	0,8	465,31	372,24
Nacelle:	80	1,2	13,45	16,14
Nacelle + Aspas:	80	-	-	388,39

Tabla 12 – Cálculo preliminar de áreas expuestas y coeficientes de forma.

Donde,

Cd: Coeficiente de forma.

Az: Área expuesta al viento.

Considerando los resultados de la tabla anterior se procede a calcular las cargas de diseño a partir de los registros de viento a las diferentes alturas utilizando la fórmula de presión de viento básica y fuerza de viento de diseño. Los detalles del registro de vientos considerado se exponen en el siguiente subcapítulo.

IV.4.5 Registro de viento

Para el desarrollo del análisis estructural tiempo historia, se utiliza un registro real de vientos obtenido de la planta en funcionamiento Valle de los Vientos, parque eólico de propiedad de la empresa Enel Green Power. Las principales características del registro se presentan en la siguiente tabla:

Proyecto	Parque Eólico Valle de los Vientos
Inicio registro	15/09/2010 18:40
Término registro	31/01/2014 23:50
Intervalo entre cada medición	10 minutos
Número total de registros	177.728 datos por cada altura
Alturas registradas	80m, 60m, 40m, 20m
Medición de cada registro	Velocidad del viento media en [m/s]

Tabla 13 – Datos del registro de viento utilizado

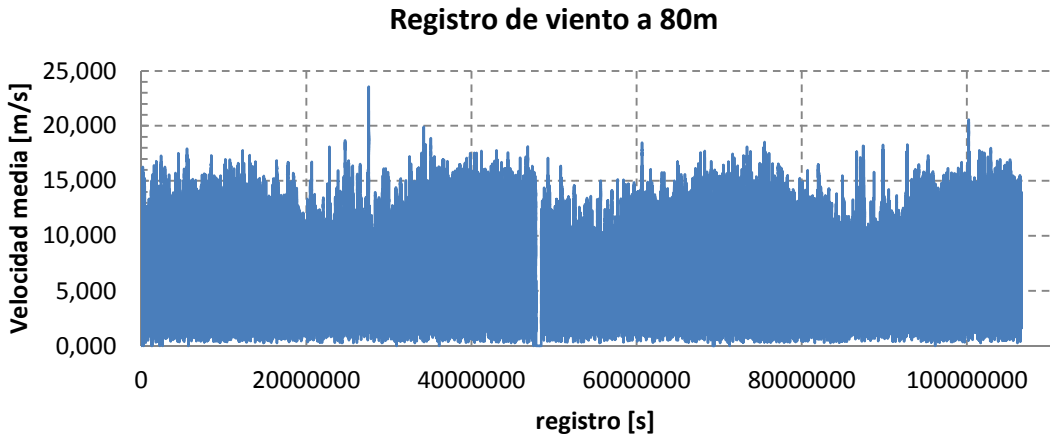


Gráfico 15 – Registro de velocidad de viento media a 80 metros de altura.

IV.5 Descripción de aplicación de cargas en el modelo

Utilizando las formulaciones descritas en los capítulos anteriores se procede a realizar el cálculo de la carga de viento para cada uno de los registros de velocidad obtenido en el período 2010-2014 para las 4 alturas analizadas. La descripción detallada de la aplicación de las cargas variables en el tiempo en el modelo SAP2000 se presenta en el Anexo D.

IV.6 Resultados

En los siguientes subcapítulos se presentan los resultados obtenidos del análisis anteriormente descrito.

IV.6.1 Registros de viento

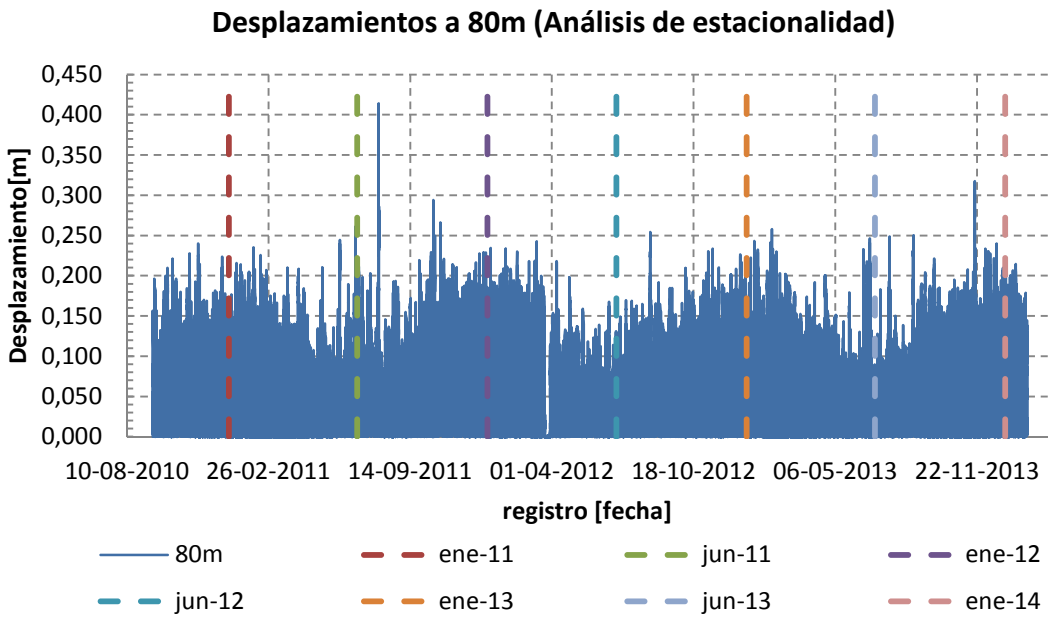


Gráfico 16 – Estacionalidad de registros de viento.

IV.6.2 Esfuerzos

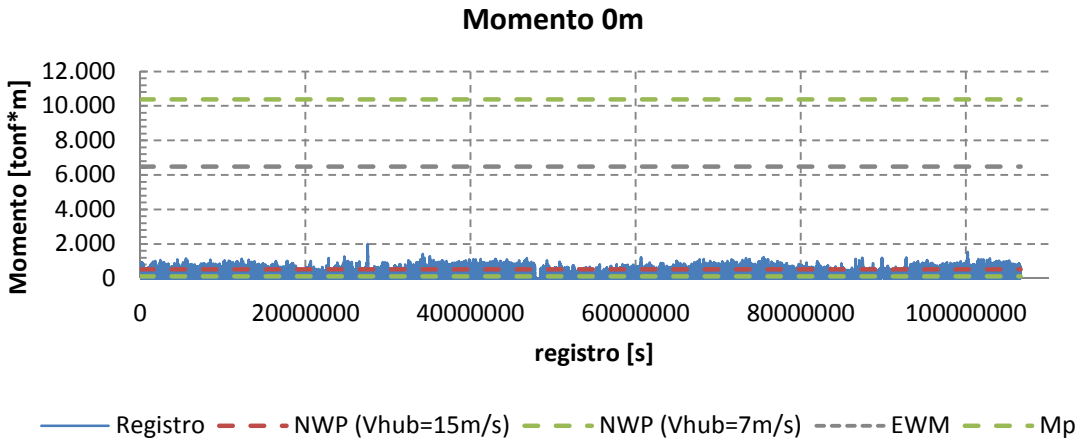


Gráfico 17 – Momento en la torre a una altura de 0 metros.

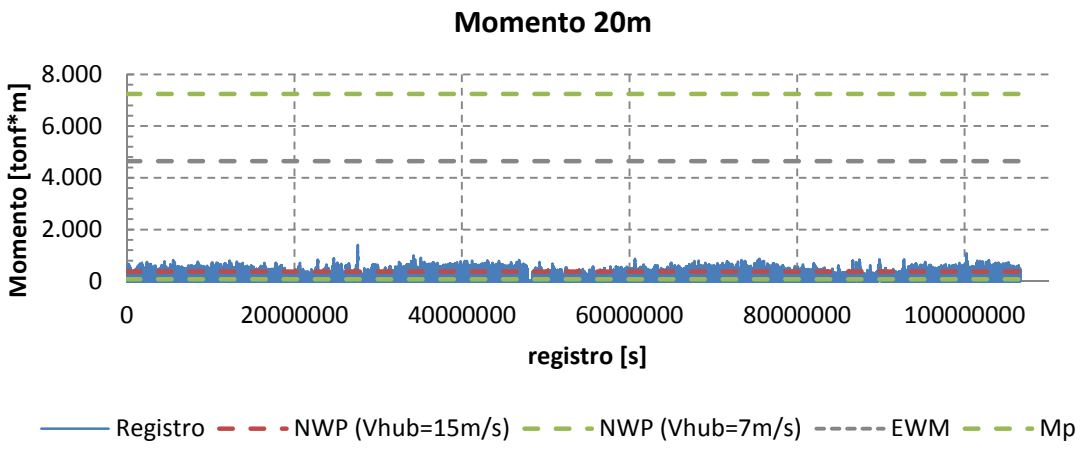


Gráfico 18 – Momento en la torre a una altura de 20 metros.

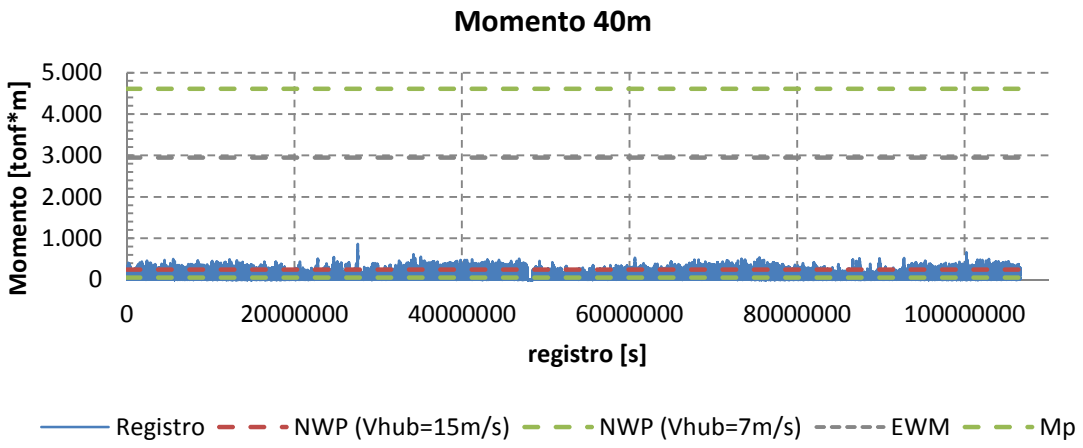


Gráfico 19 – Momento en la torre a una altura de 40 metros.

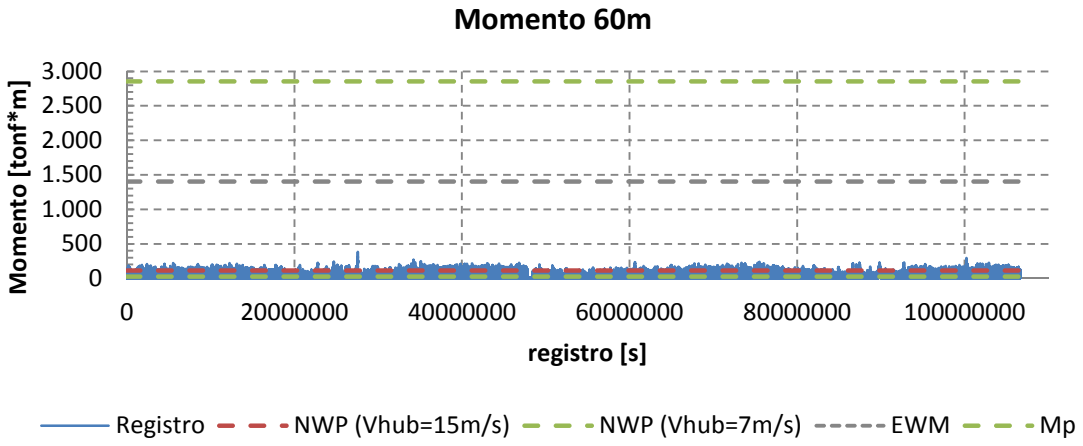


Gráfico 20 – Momento en la torre a una altura de 60 metros.

IV.6.3 Factores de utilización

A continuación se grafican los factores de utilización del perfil de la torre a diferentes alturas, a partir de los esfuerzos obtenidos con el registro de viento.

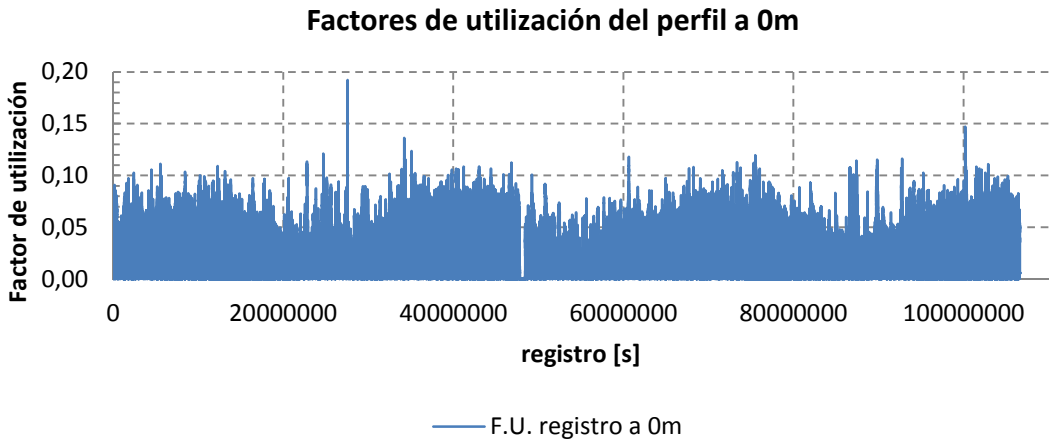


Gráfico 21 – Factor de utilización de la torre a una altura de 0 metros.

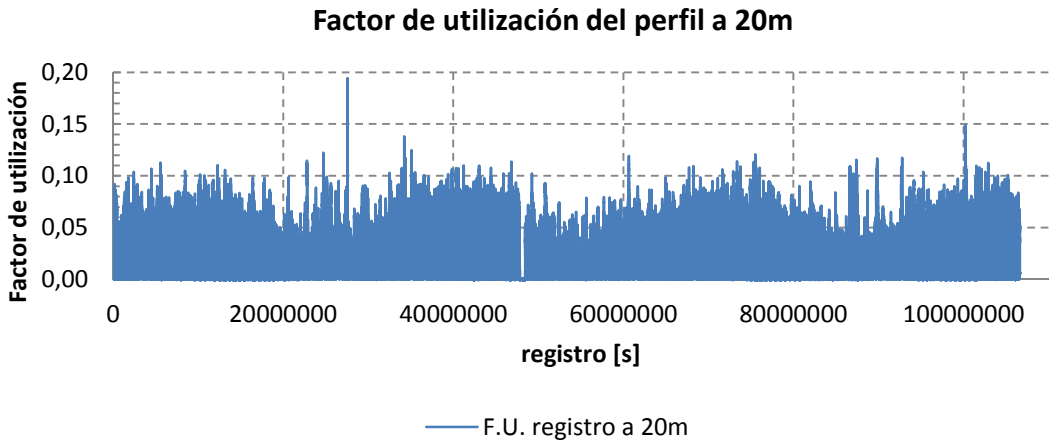


Gráfico 22 – Factor de utilización de la torre a una altura de 20 metros.

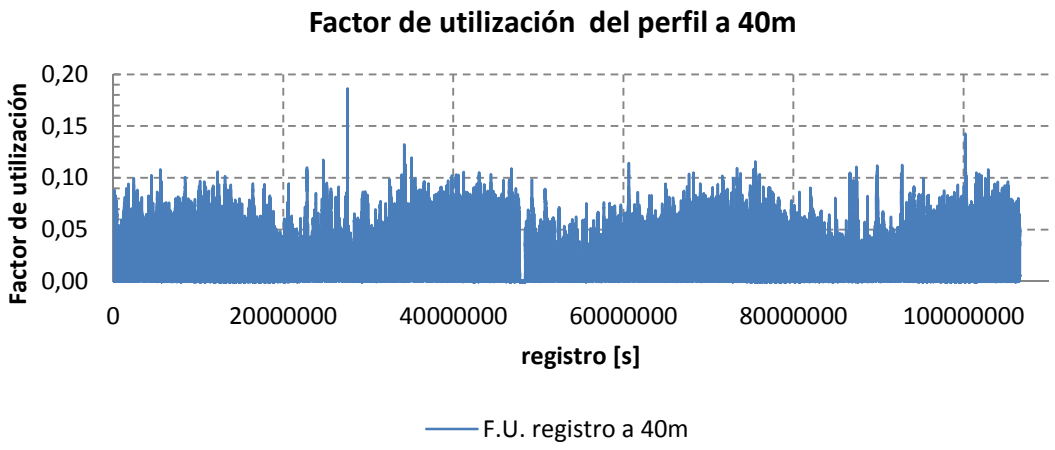


Gráfico 23 – Factor de utilización de la torre a una altura de 40 metros.

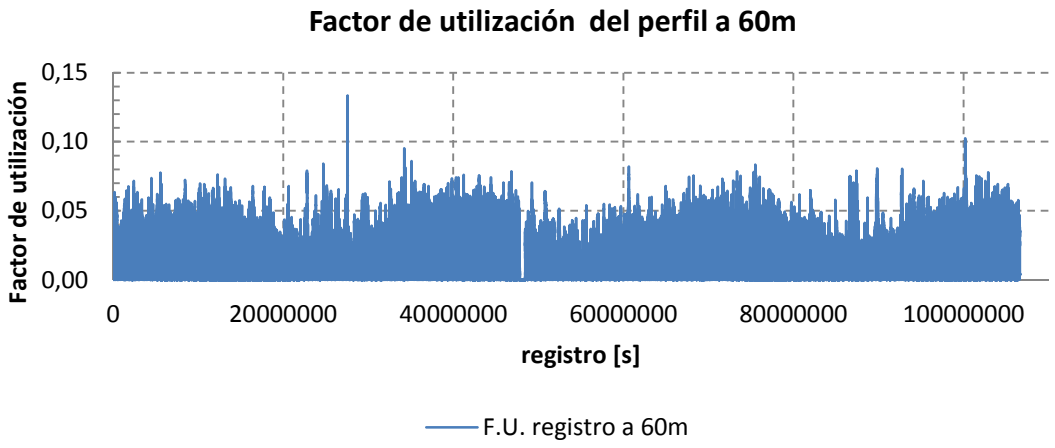


Gráfico 24 – Factor de utilización de la torre a una altura de 60 metros.

A continuación se grafican los factores de utilización del perfil de la torre a diferentes alturas, a partir de los esfuerzos obtenidos con el registro de viento y los comparamos con los valores obtenidos a partir de las cargas definidas por normativa.

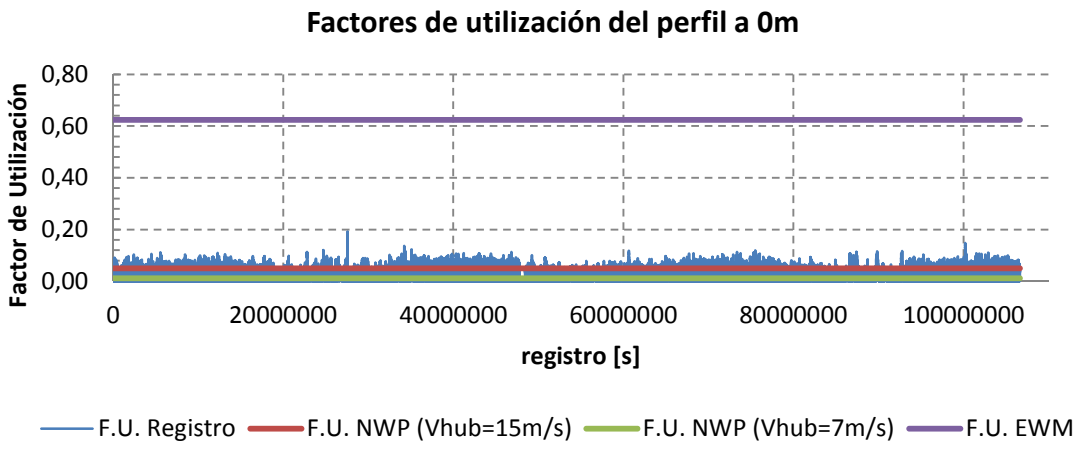


Gráfico 25 – Factor de utilización de la torre a una altura de 0 metros.

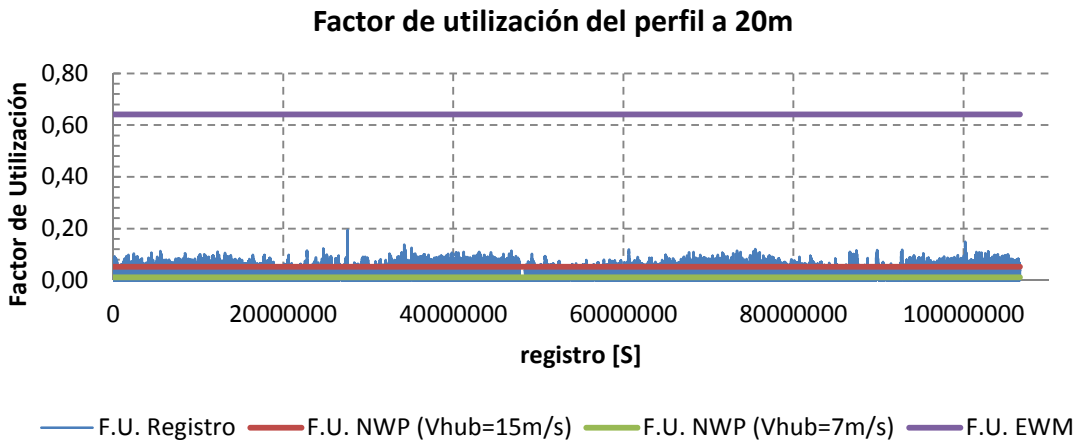


Gráfico 26 – Factor de utilización de la torre a una altura de 20 metros.

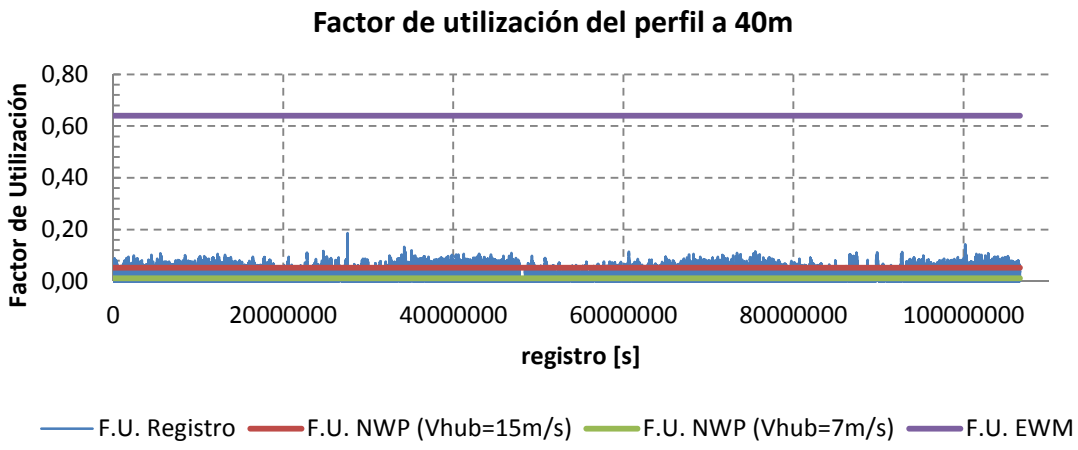


Gráfico 27 – Factor de utilización de la torre a una altura de 40 metros.

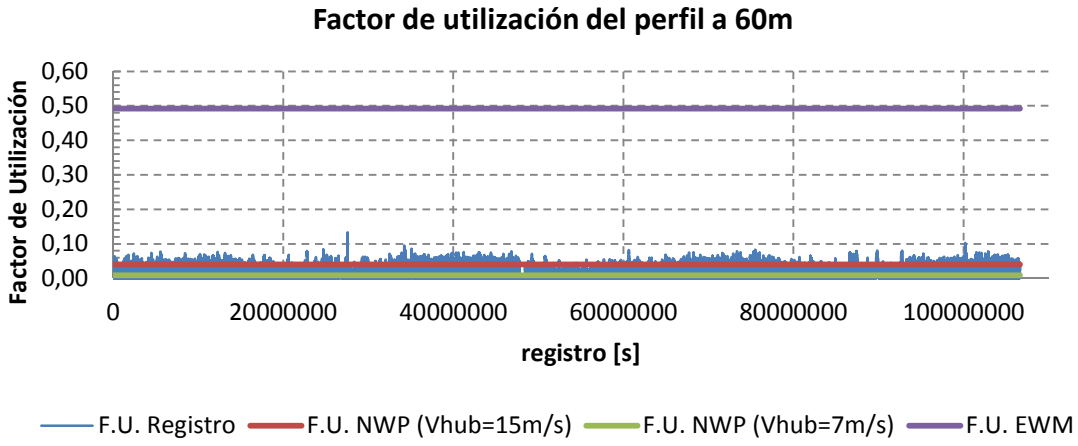


Gráfico 28 – Factor de utilización de la torre a una altura de 60 metros.

IV.6.4 Desplazamientos

En los gráficos que se exponen en este capítulo se comparan los desplazamientos máximos obtenidos a diferentes alturas de la torre a partir de los registros de viento reales y de la normativa IEC. Estos valores son comparados con dos limitantes:

- Límite 1: H/150
- Límite 2: 3mm/m

El primer valor corresponde a la limitación utilizada en la práctica para el diseño de torres de transmisión. El segundo valor se obtiene del documento "Foundation design guidelines", de propiedad de Vestas. En este documento se define esta limitante para los asientos máximos que puede sufrir la fundación, lo cual se ha considerado en el presente trabajo como una limitante de operación para la máquina en análisis.

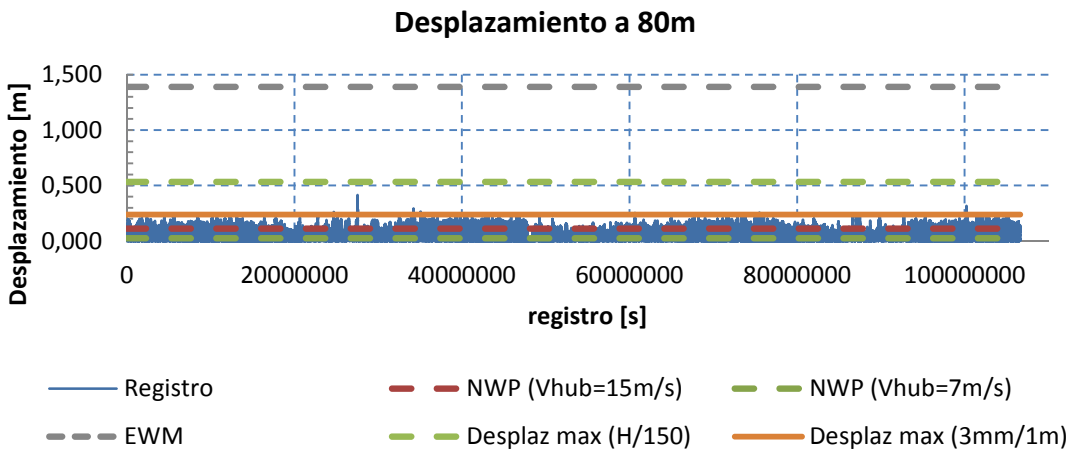


Gráfico 29 – Desplazamiento de la torre a 80 metros de altura.

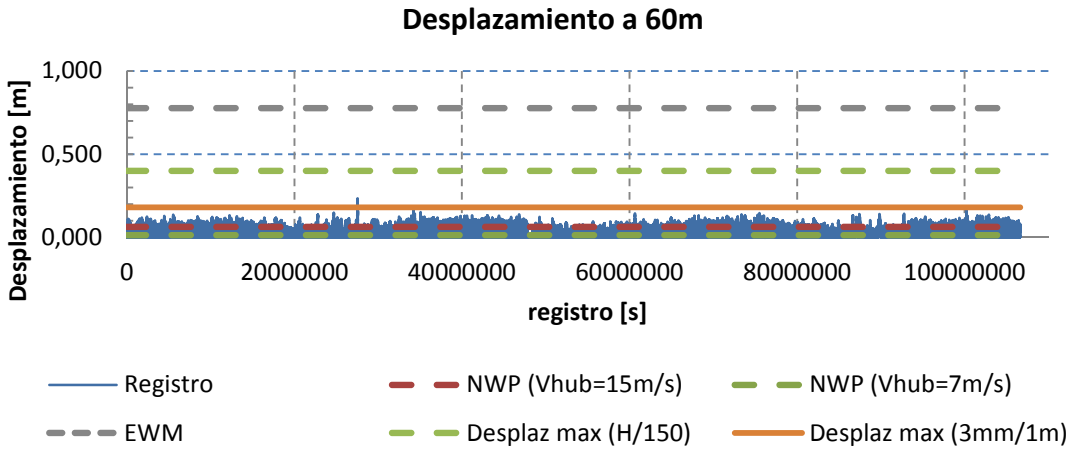


Gráfico 30 – Desplazamiento de la torre a 60 metros de altura.

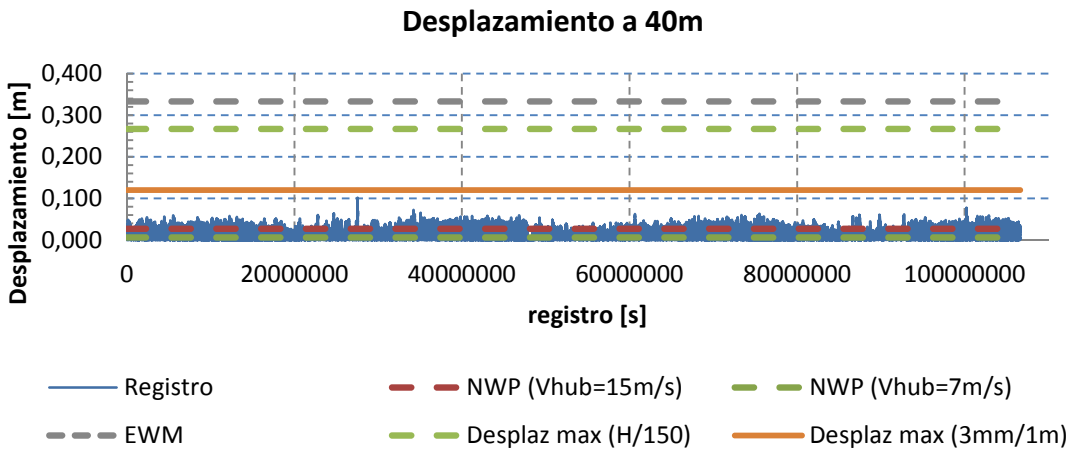


Gráfico 31 – Desplazamiento de la torre a 40 metros de altura.

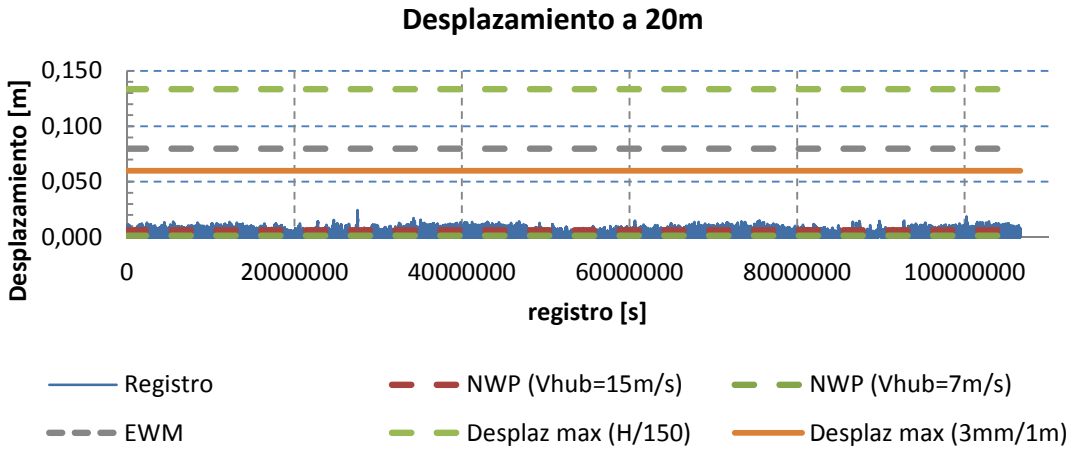


Gráfico 32 – Desplazamiento de la torre a 20 metros de altura.

IV.6.5 Estadísticas (comparación con valor medio del registro)

En los siguientes gráficos se comparan los esfuerzos flectores obtenidos a distintas alturas de la torre (a partir de los valores de normativa y del registro) con el valor medio obtenido del registro.

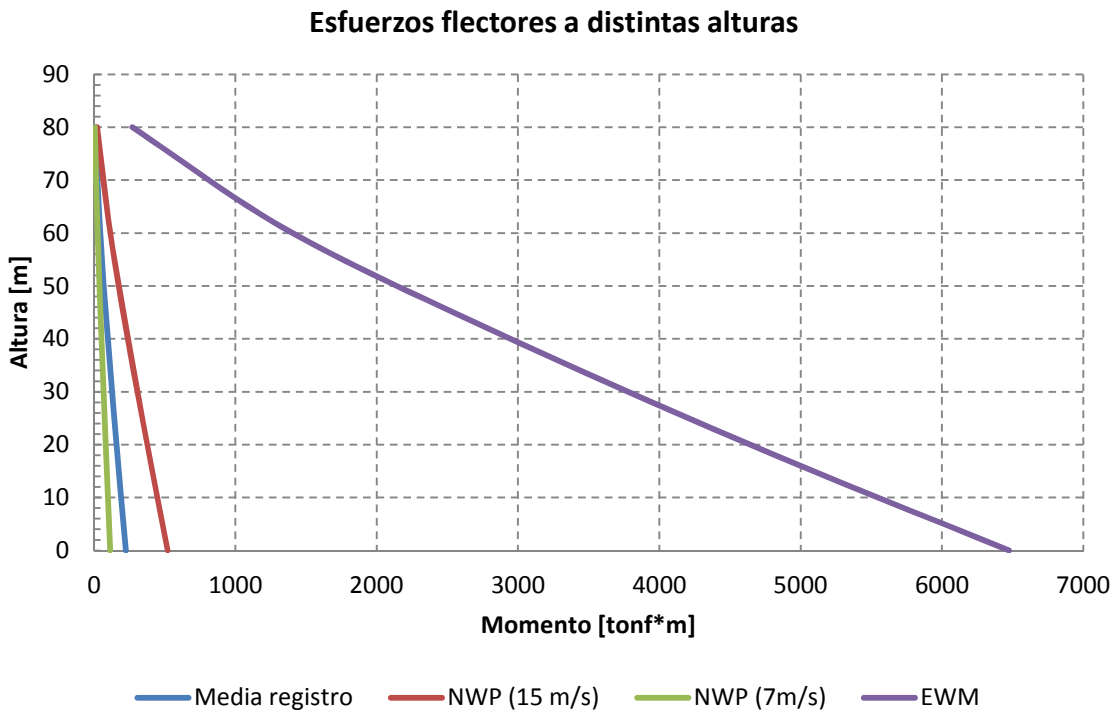


Gráfico 33 – Variación de esfuerzos flectores en la torre.

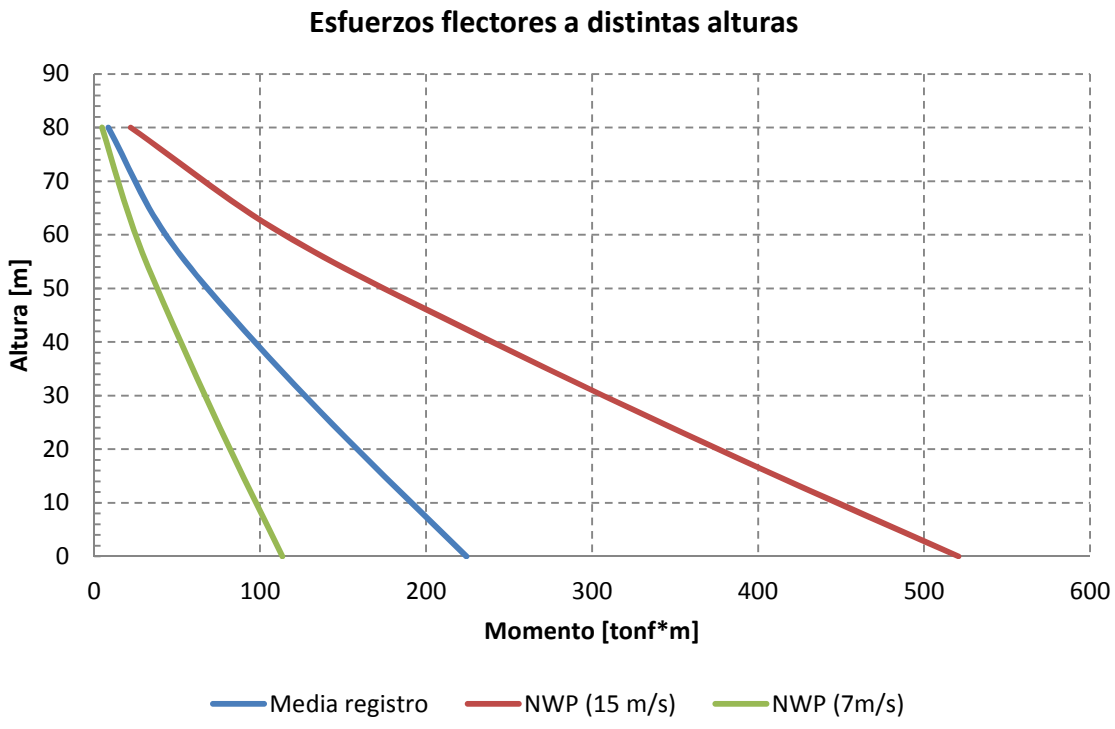


Gráfico 34 – Variación de esfuerzos flectores en la torre.

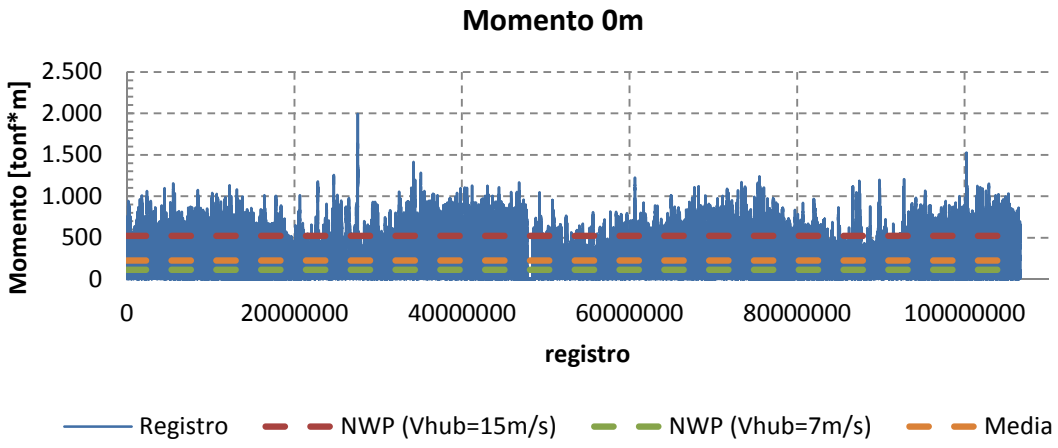


Gráfico 35 – Esfuerzo de momento a 0 metros desde la base de la torre.

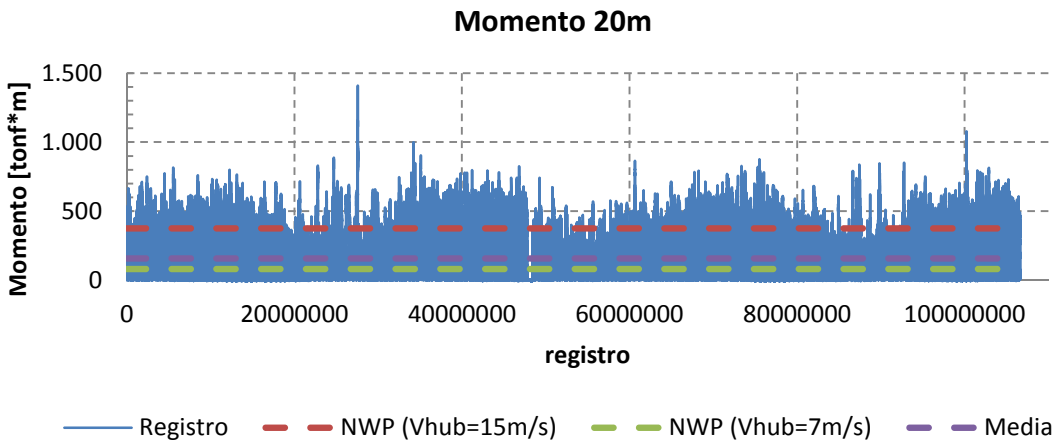


Gráfico 36 – Esfuerzo de momento a 20 metros desde la base de la torre.

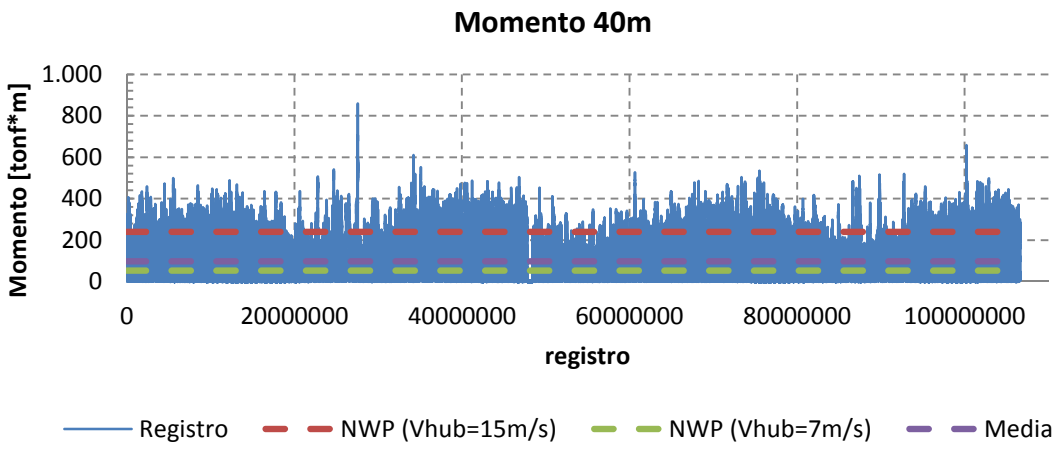


Gráfico 37 – Esfuerzo de momento a 40 metros desde la base de la torre.

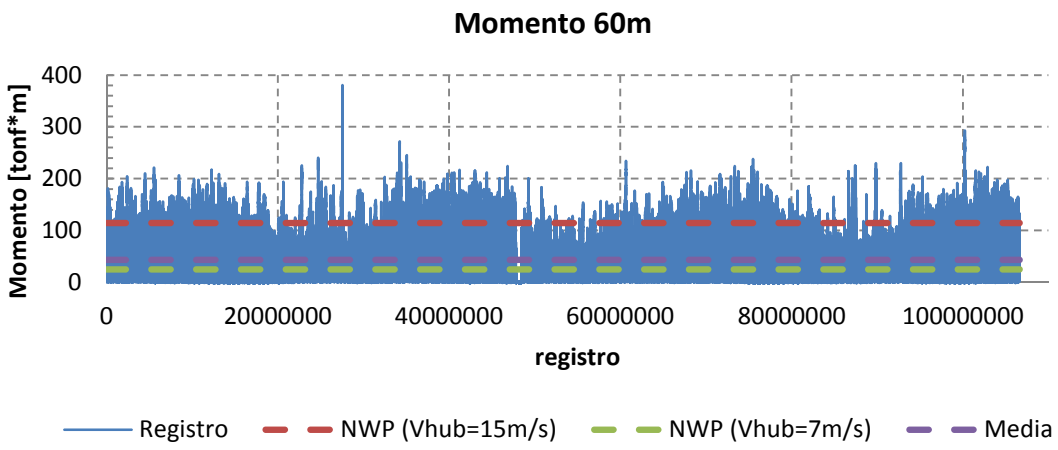


Gráfico 38 – Esfuerzo de momento a 60 metros desde la base de la torre.

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

V.1 Parte 1: Factor de modificación de la respuesta

Los resultados obtenidos con el procedimiento definido para el cálculo del factor R muestran que con el nivel de esfuerzos sísmicos obtenidos para este tipo de estructura, se obtienen esfuerzos de corte sísmico muy por debajo del nivel de fluencia (V_y). Esto quiere decir que nunca vamos a llegar a la fluencia, lo que implica que el análisis push-over se hace innecesario. La metodología estudiada es adecuada para el análisis de este tipo de estructura, sólo si se anticipa que los esfuerzos de corte sobrepasen el nivel de fluencia de la estructura. Esto se observa de manera clara al analizar los valores del factor R obtenidos, los cuales fueron aumentando en cada iteración, específicamente debido a la definición del factor de reducción por sobreresistencia $R_\Omega=P_u/V_b$. Al obtener un valor de corte basal que disminuye en cada iteración, e inferior a 1 tonelada-fuerza, se obtiene un incremento repetitivo del factor de sobreresistencia y por consecuencia un aumento del factor R en cada iteración.

En uno de los estudios revisados (Elnashai, 2002), se analiza una situación similar a la que tenemos en el presente trabajo. El autor señala en su estudio (enfocado en análisis de edificios) que el factor de sobreresistencia se deberá calcular de manera distinta dependiendo de si el sistema tiene una respuesta elástica o una respuesta dúctil tal como se muestra a continuación:

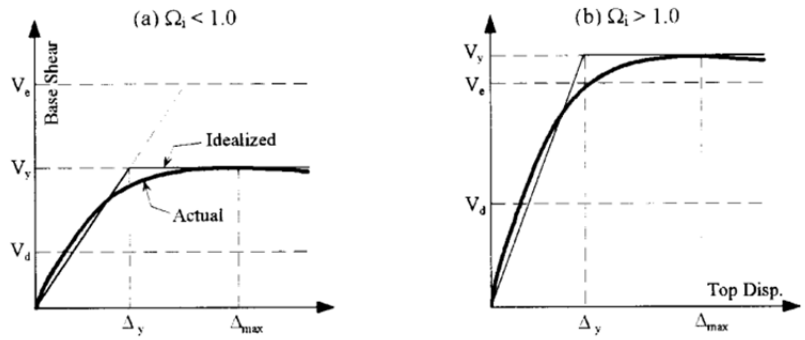


Gráfico 39 - Diferentes niveles de sobreresistencia inherente al sistema en análisis.

Donde,

- Ω_i: (a) respuesta ductil, Ω_i <1; (b) respuesta elástica bajo el diseño sísmico, Ω_i >1.
- V_d, corte de diseño.
- V_y, corte último.
- V_e, corte elástico.

Nuestro caso corresponde al caso (b). Para este caso, el autor sugiere utilizar la siguiente formulación para el factor de redundancia estructural:

$$\Omega_i = \frac{V_y}{V_d} = \frac{\Omega_d}{R} = \frac{1}{R_\mu}$$

Si consideramos esta definición dentro de la fórmula que se propuso para obtener el factor R, se obtiene que:

$$R = R_S \cdot R_\mu \cdot R_R = \Omega_i \cdot R_\mu \cdot R_R = \frac{1}{R_\mu} \cdot R_\mu \cdot R_R = R_R$$

El desarrollo muestra que el factor R quedará definido exclusivamente por la redundancia estructural del sistema, factor que anteriormente definimos igual a 0.57 ya que es el menos estudiado:

$$R = R_R = 0.57$$

El análisis desarrollado en este trabajo muestra que por los niveles de carga alcanzados, la carga de diseño siempre se encontrará en el rango elástico, tal como se ejemplifica en la siguiente figura:

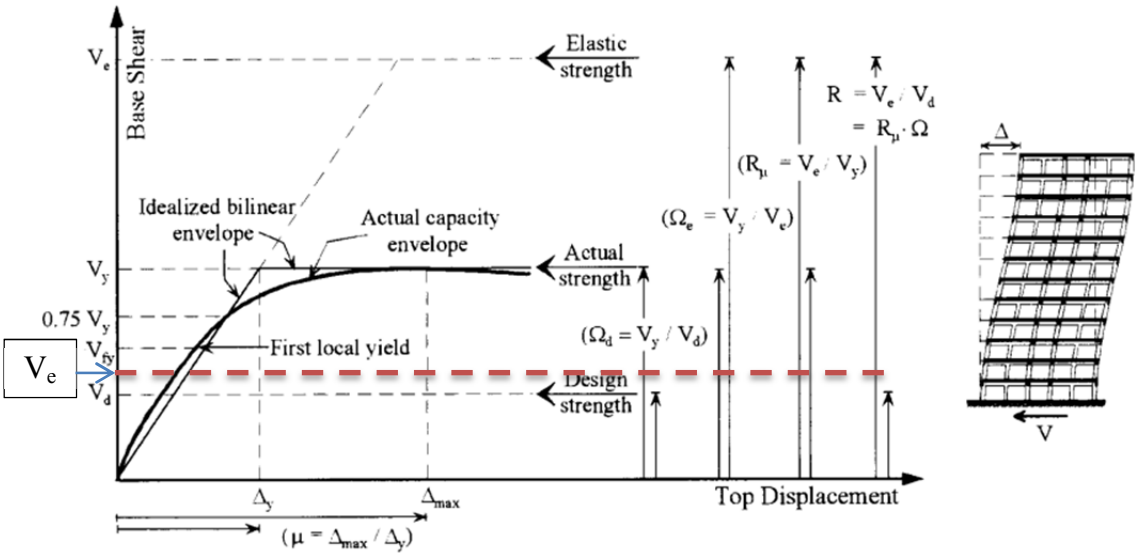


Gráfico 40 - Ejemplificación del nivel de carga obtenido en el análisis (línea roja).

En la primera iteración la solicitación sísmica equivale a 5.19[tonf], la cual se encuentra muy por debajo de la carga de fluencia, equivalente a 194[tonf], lo cual se aprecia en el siguiente imagen.

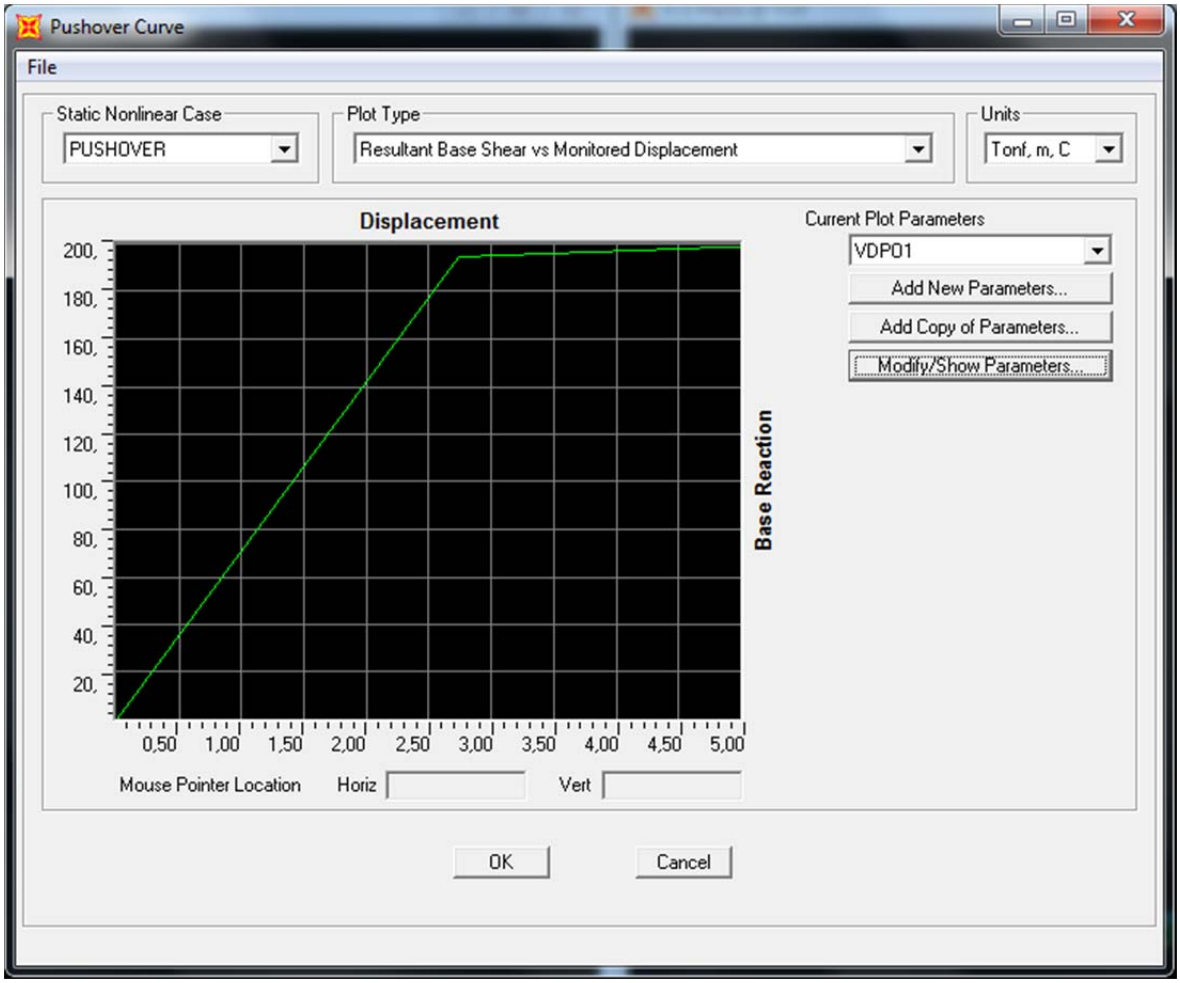


Figura 13 – Detalle de curva pushover.

V.2 Parte 2: Análisis de cargas de viento

A partir de los resultados obtenidos se exponen a continuación las conclusiones más relevantes del análisis realizado.

Estacionalidad del viento:

Del gráfico de velocidad de viento obtenido a partir del registro se observa que existe una tendencia en el tiempo de tener mayores velocidades de viento en el sitio de análisis en los meses de Enero y menores velocidades en los meses de Junio. Esta tendencia se mantiene en el transcurso de aproximadamente cuatro años.

Análisis de los esfuerzos de momento en la base de la torre:

Los esfuerzos flectores obtenidos en la torre a partir del registro son por lo general superiores a los obtenidos a partir de las solicitaciones obtenidas de la normativa para los casos de viento normal (NW) y muy inferiores a los obtenidos para el caso de esfuerzos extremos (EW).

El momento de fluencia resistente de la sección de la torre (Mp) obtenido a partir del código AISC 360-05 se encuentra muy por sobre de los esfuerzos anteriormente nombrados.

Análisis de los factores de utilización:

En el análisis desarrollado se ha considerado la siguiente combinación de cargas:

$$Combinación = Peso\ Propio + Viento$$

Podemos observar a partir de los resultados que se obtienen factores de utilización menores a un 20% con las cargas obtenidas de los registros, siendo la tendencia general llegar a niveles por debajo del 10% de utilización.

Considerando las cargas definidas por normativa, observamos que llegamos a un factor de utilización máximo de un 62% en la base y de un 64% a 20 y 40 metros de altura.

Análisis de desplazamientos a 80 metros de altura:

El desplazamiento máximo obtenido a partir del registro de viento es de 0.412[m], siendo la tendencia general llegar a desplazamientos menores a los 0.250[m]. El desplazamiento máximo con las cargas por normativas es de 1.388[m] obtenido para el caso de cargas de viento extremo (EWM), 0.025[m] para el caso NWP(7m/s) y 0.113[m] para el caso NWP(15m/s). Esta tendencia se mantiene a lo largo de toda la altura de la torre. Estos niveles de desplazamiento están por debajo del desplazamiento máximo elástico ($\Delta_{elástico}$=6.104[m][8]), por lo tanto la torre no alcanza a entrar en fluencia.

El desplazamiento límite obtenido a partir del requerimiento máximo de asentamientos de la fundación (3mm/m) es de 0.240[m].

Análisis estadístico de viento:

Los valores máximos de momento obtenidos en la base de la estructura siguen la misma tendencia anteriormente señalada. Los mayores valores son obtenidos a partir de las cargas de viento extremo (EWM), llegando a valores muy por sobre los valores obtenidos a partir del registro y a los obtenidos con las cargas de viento normal de operación (NWP). Los

[8] Ver Anexo C.

esfuerzos obtenidos con las cargas extremas son 12 veces superiores a las obtenidas para cargas de viento normal de operación (15m/s) y 29 veces mayores que las obtenidas con el registro real de viento.

Si comparamos la media de los esfuerzos a partir de los registros (224[tonf*m]) y los comparamos con las cargas normales de operación, observamos que este valor es inferior al obtenido para las cargas NWP(15m/s) (520[tonf*m]) y mayor que las cargas NWP(7m/s) (114[tonf*m]). Esta tendencia se mantiene en toda la altura de la estructura.

VI. CONCLUSIONES

VI.1 Parte 1: Factor de modificación de la respuesta

Como primera conclusión se determina que la normativa más adecuada para la estimación de cargas sísmicas a usar en el análisis o diseño de aerogeneradores corresponde a la normativa NCh2369.Of2003. Esto debido principalmente a que las otras normativas vigentes tienen sus formulaciones calibradas para estructuras domiciliarias o de oficinas y no es posible modificar algunos parámetros inherentes al sistema estructural, que van a influir directamente en la estimación de cargas sísmicas para aerogeneradores (ej.: amortiguamiento). De los gráficos de desplazamientos analizados, se pudo observar que los resultados obtenidos con la normativa DS61 son inconsistentes a partir de los 2 segundos, lo cual no es de utilidad para el tipo de estructura en análisis las cuales comúnmente tienen períodos naturales mayores a este valor. Además encontramos que las aceleraciones máximas obtenidas son más conservadoras en la normativa NCh2369, lo cual está alineado con la importancia y resguardo que deben tener las estructuras de generación de energía.

La metodología utilizada para la obtención del valor R, si bien es válida teóricamente, para el nivel de cargas obtenido, y para el tipo de estructura analizado, no entregará resultados consistentes ya que se encuentra calibrada para entregar resultados correctos siempre y cuando las cargas de diseño sobrepasen los valores de fluencia de la estructura. De los resultados obtenidos en la primera iteración se puede concluir que las solicitaciones sísmicas para el aerogenerador analizado son de una magnitud tal que éstas se encuentran

muy por debajo del límite elástico en la curva de capacidad. Es decir, la estructura se mantiene en el rango elástico muy por debajo del rango plástico. Luego, observamos que el factor debido a la sobreresistencia aumenta en cada iteración debido al origen de su formulación ($R_\Omega=P_u/V_b$) ya que en cada iteración obtenemos un valor de corte basal menor al anterior, y en consecuencia el factor de modificación R va creciendo significativamente. Por esta razón se sugiere considerar un valor para el factor de modificación de la respuesta para aerogeneradores igual a uno:

$$R = 1$$

Con este parámetro ya definido, resulta crítico realizar un estudio en profundidad del comportamiento dinámico estructural de un aerogenerador considerando este valor para el factor de modificación de la respuesta (R=1) en las formulaciones definidas en la normativa chilena NCh2369, y de esta manera analizar en profundidad los resultados que se obtengan. Esto es fundamental para entender el comportamiento de los aerogeneradores ante cargas sísmicas ya que los estudios realizados anteriormente en Chile han considerado valores de R mayores a la unidad (R=3) lo cual no es representativo, en ningún caso, de lo que ocurrirá en la realidad, y por lo tanto las conclusiones y resultados que se obtuvieron es estos trabajos deberán ser reevaluados.

VI.2 Parte 2: Análisis de cargas de viento

Los perfiles de viento obtenidos a partir de la normativa IEC muestran una diferencia significativa entre las condiciones de viento de operación normal y las de viento extremo, siendo las cargas EWM (Extreme Wind Model) muy superiores a todas las otras analizadas. Esto no coincide con las cargas reales de viento registradas en el sitio, las cuales son muy inferiores a las cargas de viento extremo y levemente superiores a las de operación normal. Esta tendencia se mantiene para las cargas de viento y por consiguiente para los esfuerzos sobre la estructura, los factores de utilización del perfil de la torre y los desplazamientos laterales de la estructura.

Si bien es de esperar que las cargas de viento extremas representen eventos puntuales en la vida de operación de la turbina, en el transcurso de 4 años no se observa ningún registro de viento que llega a estos niveles de carga. Para las condiciones de operación normal se observa que la tendencia en este período de tiempo es tener velocidades levemente mayores a las definidas por normativa, aunque se hubiese esperado que las cargas reales fuesen ligeramente menores o iguales a las definidas por normativa. Esto puede modificarse al variar el valor del V_{hub} considerado, pero en ningún caso se llegaran a valores tan grandes como los obtenidos para el caso extremo.

Con estos antecedentes se observa que los esfuerzos flectores y por consiguiente los factores de utilización de la estructura para los casos de viento normal son bajos (inferiores al 20%), no siendo estos los que controlen el diseño de la estructura. Los factores obtenidos para las cargas extremas llegan a valores mayores, cercanos al 65%, los que

fueron analizados sin considerar factores de mayoración o de seguridad parciales (Partial Safety Factors) definidos en normativa IEC 61400-1:

Load	Symbol	Value
Dead load in favour	γ_G	*0.9*
Dead load in disfavour	γ_G	*1.1*
Normal aerodynamic loads[1)]	γ_F	*1.35*
Abnormal aerodynamic loads[1)]	γ_F	*1.1*
Fatigue loads	γ_F	*1.0*

Tabla 14 – Factores de seguridad parcial.

Si aplicásemos estos factores, llegaríamos a un factor de utilización aproximado de 65%x1.1≈**72%** para las cargas extremas ("abnormal aerodynamic loads") lo cual muestra que el diseño de las estructuras finalmente quedará controlado por las cargas de viento extremas y no por otra condición.

Observamos que al igual que lo que ocurre con los factores de utilización, las cargas definidas por normativa son las que generan los mayores desplazamientos. Se observa que el límite máximo de asentamientos definido por el fabricante para el diseño de la fundación es un valor que se acerca mucho a los desplazamientos obtenidos a partir de los registros reales, lo cual indica que el diseño de la estructura finalmente quedará controlado por otras condicionantes, como por ejemplo deflexión máxima de operación y no por capacidad estructural ya que la torre quedaría sobredimensionada. Aunque eventualmente se llegase a tener un registro real de viento igual al definido por normativa para el caso extremo, el desplazamiento sobrepasaría de manera puntual el máximo definido para la operación, pero esto se entiende que por el hecho de ser un caso puntual, no provocaría mayores inconvenientes en la operación del aerogenerador.

BIBLIOGRAFIA

JARA, W. (2006) *Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).* ENDESA ECO, Santiago, Chile.

HOLMGREN, C. (2005) *Diseño sísmico de torres de soporte de turbinas eólicas*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

CAMPOS, R. (2006) *Diseño estructural de Aerogeneradores*. Apuntes de Curso: Dinámica Avanzada – CI72C, Departamento de Ingeniería Civil, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

VIELMA, J., BARBAT, A., OLLER, S. (2006) *Factores de reducción de la respuesta. Estado del arte y estudio comparativo entre códigos*. Revista internacional de Ingeniería de Estructuras, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España.

ELNASHAI, A., MWAFY, A. (2002) *Overstrength and force reduction factors of multistory reinforced-concrete buildings*. The structural design of tall buildings 11, 329-351. (www.interscience.wiley.com)

ATC (Applied Technology Council). (1995) *Structural response modification factors*. Report ATC-19. Redwood City, CA.

BERTERO, V. (1986). *Evaluation of response reduction factors recommended by ATC and SEAOC*. Proceedings 3rd U.S. National Conference on Earthquake Engineering. Earthquake Engineering Research Institute. Oakland.:1663-1673.

WHITTAKER, A. UANG, C.-M. y BERTERO, V. (1987). *Earthquake simulation test associated studies of a 0.3 scale model of a six-storey eccentrically braced steel structure*. Rep UCB/EERC-87/02. University of California.

Páginas web:

http://cer.gob.cl/

Normas:

EN 10025-2:2004 “Hot rolled products of structural steels —Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels”.

IEC 61400-1, Edition 3.0 2005-08, “Wind turbines – Part 1: Design requirements”, International Electrotechnical Commission (IEC).

NCh433.Of1996 “Diseño sísmico de edificios”, Instituto Nacional de Normalización.

NCh433.Of1996 Mod 2009 “Diseño sísmico de edificios”, Instituto Nacional de Normalización.

NCh433.Of1996 Mod 2010 “Diseño sísmico de edificios”, Instituto Nacional de Normalización.

NCh2369.Of2003 “Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales”, Instituto Nacional de Normalización.

NCh2745.Of2003 “Análisis y diseño de edificios con aislación sísmica”, Instituto Nacional de Normalización.

DS61 2011 “Decreto N°61”

DS117 2010 “Decreto N°117”

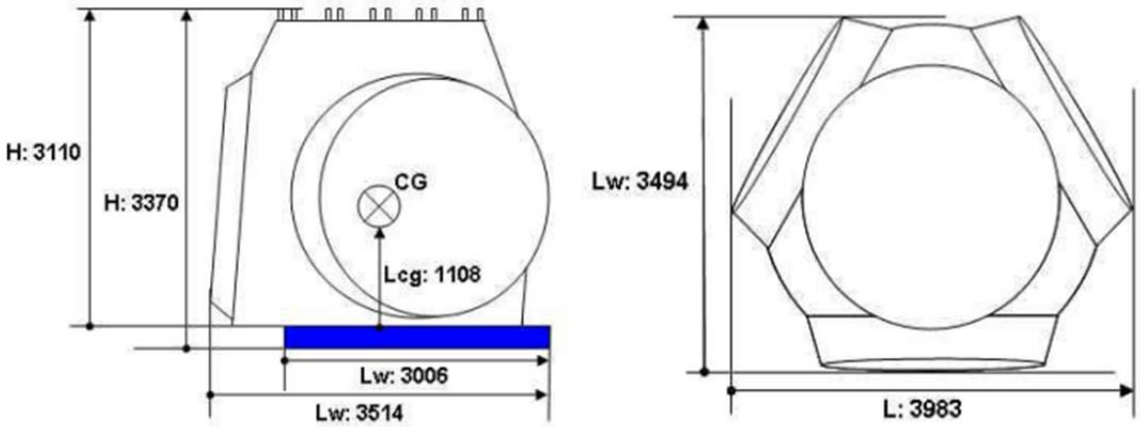
Documentos de Vestas:

N° 0010-0549, Version 02 (2011). Foundation design guidelines V80 – V90 – V100.

A N E X O S

ANEXO A: DATOS AEROGENERADOR VESTAS

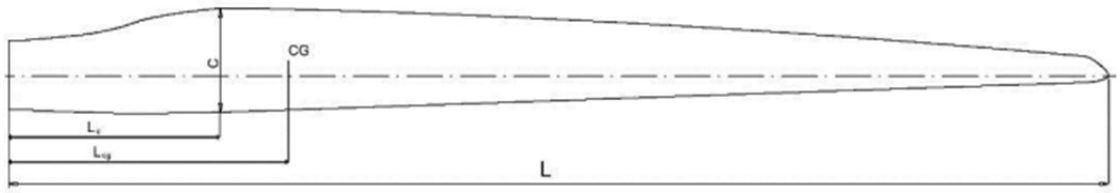
HUB:



5.2 V100-1.8 MW

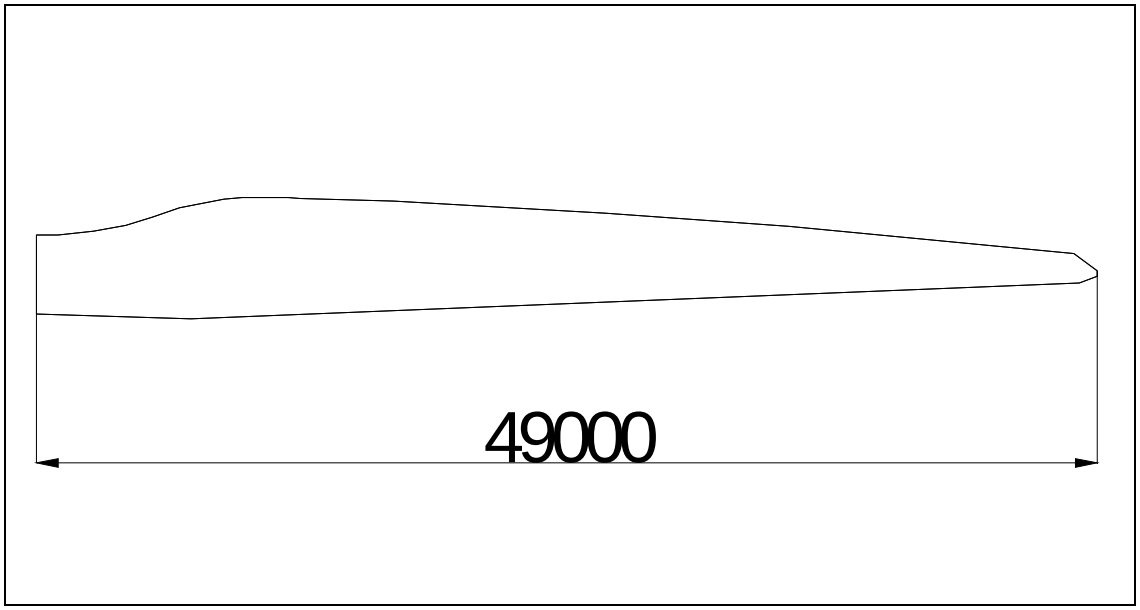
Component	L [mm]	L_w [mm]	L_{cg} [mm]	H [mm]	W [kg]
Hub	3983	3494	1108	3110	20000

BLADES:



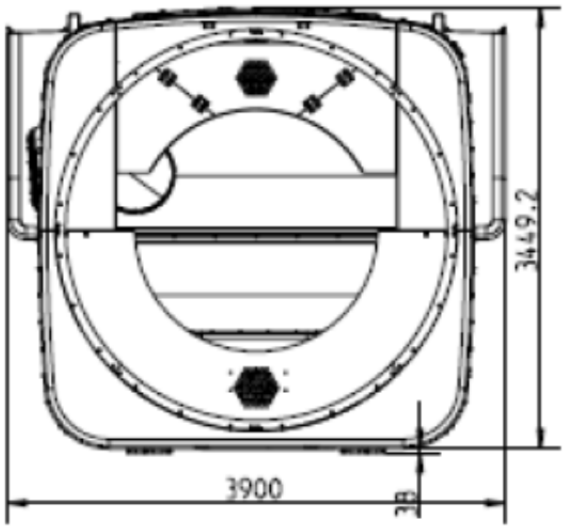
Component	L [mm]	W_{hj} [mm]	C [mm]	L_c [mm]	L_{cg} [mm]	W [kg]
Blade	49000	1800	3930	10000	12200	7700

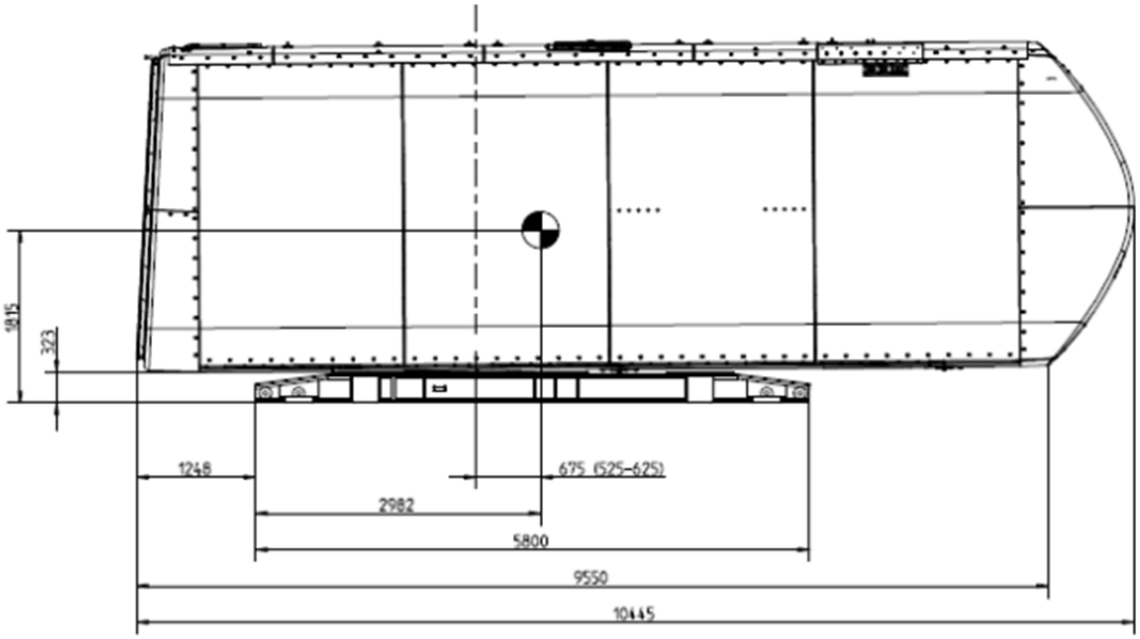
Para la obtención del área de la pala, esta fue dibujada en AutoCAD:



Se obtiene un área de 155,10[m^2].

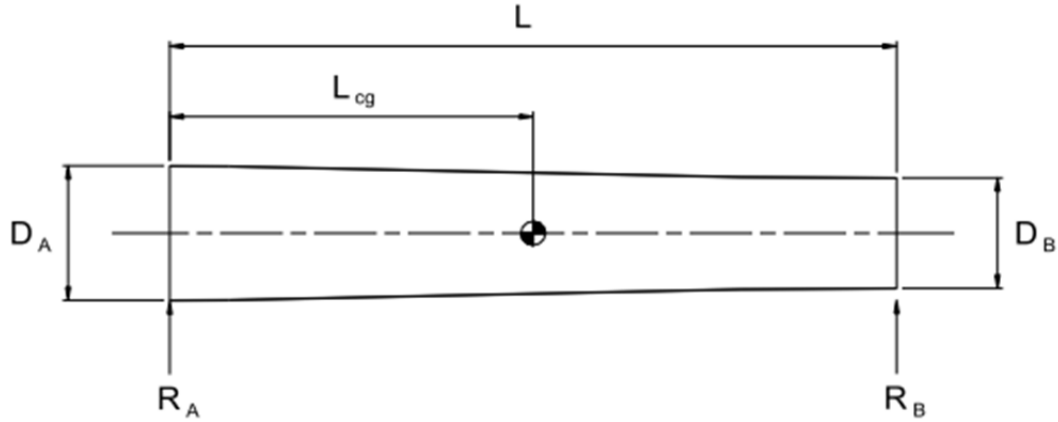
<u>NACELLE</u>:





Configuration	L [mm]	L_{cg} [mm]	L_w [mm]	L_{wc}	LW_{cg} [mm]	H [mm]	LH_{cg} [mm]	W [kg]
Nacelle	10445	4230	3503	3900	*157	3449	1394	70,000

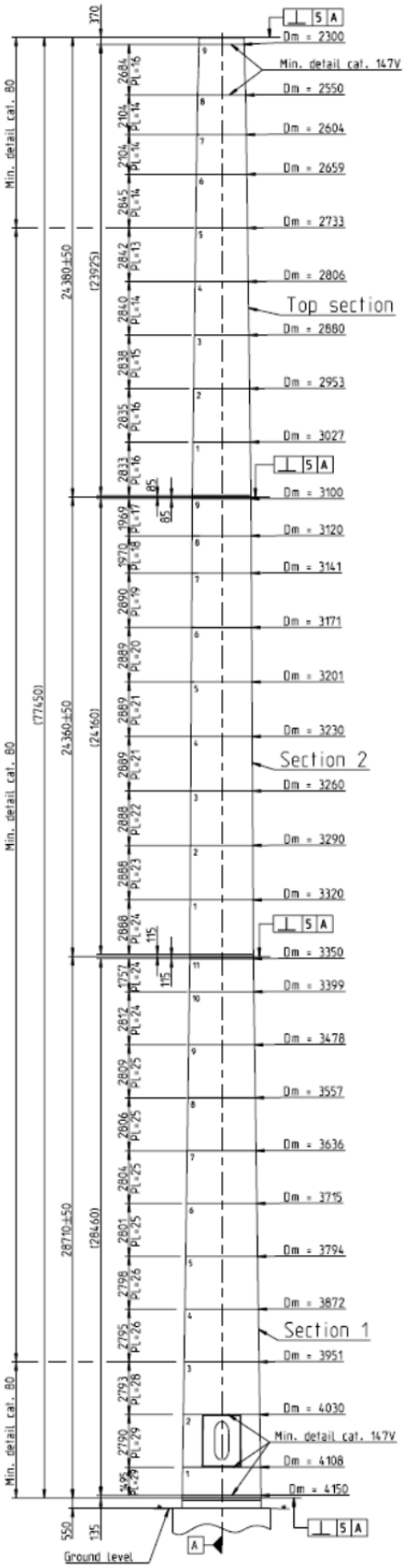
TORRE:



Component	L	D_A	D_B
Unit of measurement	[mm]	[mm]	[mm]
Bottom section	17840	3980	3676
Second section	29960	3676	3118
Top section	30000	3118	2316

Component	W
Unit of measurement	[kg]
Bottom section	56000
Second section	58500
Top section	36500

DETALLE DE DIÁMETROS Y ESPESORES DE LA TORRE:


Min. detail cat. 80
Min. detail cat. 80
Min. detail cat. 80
(77450)
24380+50
(23925)
24360+50
(24460)
28710+50
(28460)
370
550
135
Ground level
Dm = 2300
Dm = 2550
Dm = 2604
Dm = 2659
Dm = 2733
Dm = 2806
Dm = 2880
Dm = 2953
Dm = 3027
Dm = 3100
Dm = 3120
Dm = 3141
Dm = 3171
Dm = 3201
Dm = 3230
Dm = 3260
Dm = 3290
Dm = 3320
Dm = 3350
Dm = 3399
Dm = 3478
Dm = 3557
Dm = 3636
Dm = 3715
Dm = 3794
Dm = 3872
Dm = 3951
Dm = 4030
Dm = 4108
Dm = 4150
Min. detail cat. 147V
Min. detail cat. 147V
Top section
Section 2
Section 1
85
85
115
115
A

CALIDAD DE MATERIALES TORRE VESTAS:

QUALITY OF MATERIALS
Requirements regarding min. air temp., Tmd. (stand still) acc. to general turbine specification.
See General Specification V100-1.8 MW doc. no.: 0004-0153 (Tmd ≥ -40 °C)

FLANGES:
S355NL EN 10025 Part 3 - 3.1/EN 10204

SHELLS:
S355J0 EN 10025 Part 2 - 3.1/EN 10204

DOOR SEGMENT:
S355K2+N EN 10025 Part 2 - 3.1/EN 10204

SECONDARY STRUCTURE - BRACKETS. STIFFENERS. DAMPERS ETC.
S235JR EN 10025 Part 2

TOWER WEIGHT (SHELLS AND FLANGES):
Weight Section 1 = 71 t
Weight Section 2 = 42 t
Weight Top Section = 27 t

WELDING
Fillet welds: Min. a4

SURFACE TREATMENT
Environment class: According to ISO 12944-2; Outside: C5-I . Inside: C3
Durability: According to ISO 12944-1 High (H). Out/-inside

ANEXO B: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE ANÁLISIS

Para el desarrollo del análisis push-over se considera un modelo de elementos finitos en base a elementos del tipo “frame”, utilizando el software SAP2000 en su versión 14. Antes de comenzar con el desarrollo se realiza una división del elemento frame, analizando el período natural obtenido para la estructura versus la cantidad de divisiones realizadas. Esto se realiza para poder determinar un número apropiado de divisiones de manera que el período estructural sea representativo lo cual se determina a partir de los resultados obtenidos. Se observa que con una división de 20 frames se obtienen resultados confiables ya que el período converge a medida que se aumentan las divisiones.

Divisiones Frame	T[seg]
1	2,23814
5	1,58987
10	1,56855
20	1,56322
40	1,56188
80	1,56155

Tabla 15 - División de elemento frame versus período natural de la estructura.

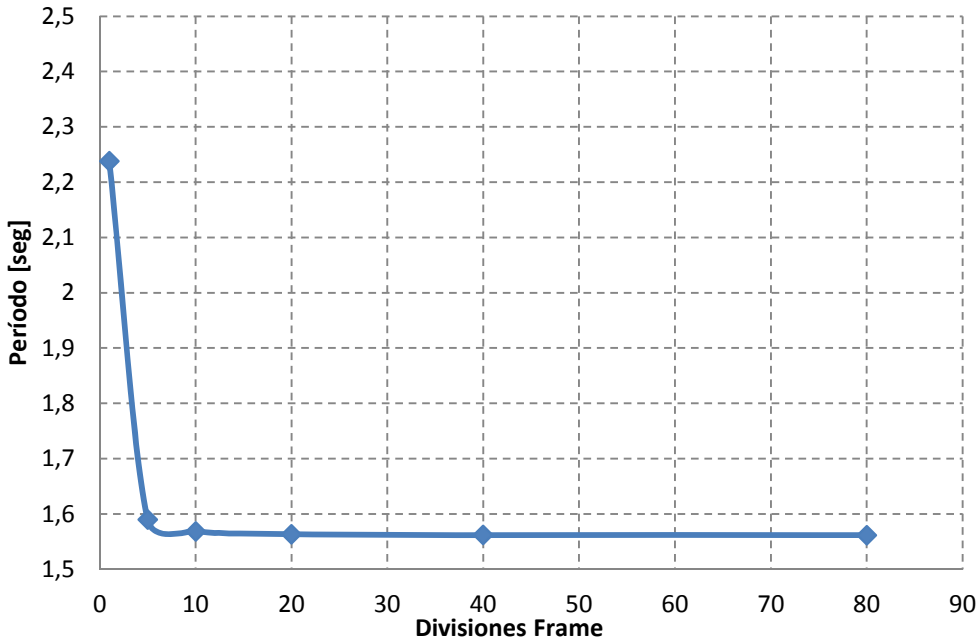


Gráfico 41 - División de elemento frame versus período natural de la estructura.

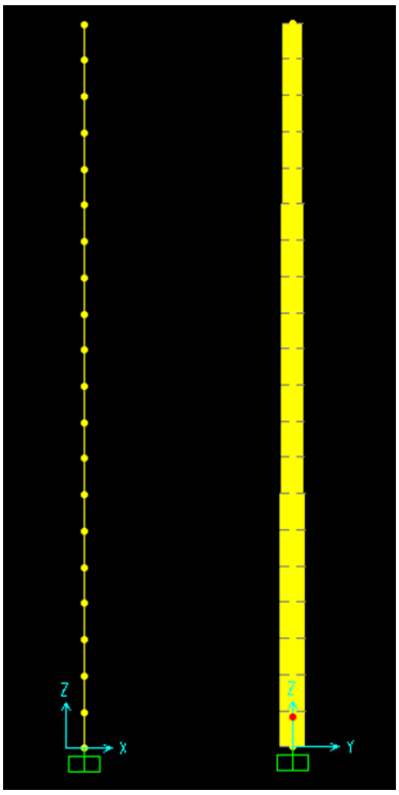


Figura 14 - Modelo SAP2000 utilizado en el análisis.

Para la definición de materiales, se considera el acero definido en los planos del fabricante VESTAS para la torre:

FLANGES:
S355NL EN 10025-part 3 - 3.1/EN 10204

SHELLS:
t <= 30 : S355J0 EN 10025-part 2 - 3.1/EN 10204

t > 30 : S355J2 EN 10025-part 2 - 3.1/EN 10204

DOOR SEGMENT:
S355NL EN 10025-part 3 - 3.1/EN 10204

SECONDARY STRUCTURE - BRACKETS, STIFFENERS, DAMPERS ETC.
S235JR EN 10025-part 2

Figura 15 – Calidad de acero de torre Vestas.

Las propiedades mecánicas del acero a considerar se resumen en la siguiente tabla:

	Minimum Yield strength R_{eH} MPa		Tensile Strength R_m MPa
Acero	16mm<e<=40mm	40mm<e<=63mm	3mm<e<=100mm
S355J0	345	335	470-630
S355J2	345	335	470-630

Tabla 16 - Propiedades acero.

Definimos las propiedades del acero en el software SAP2000:

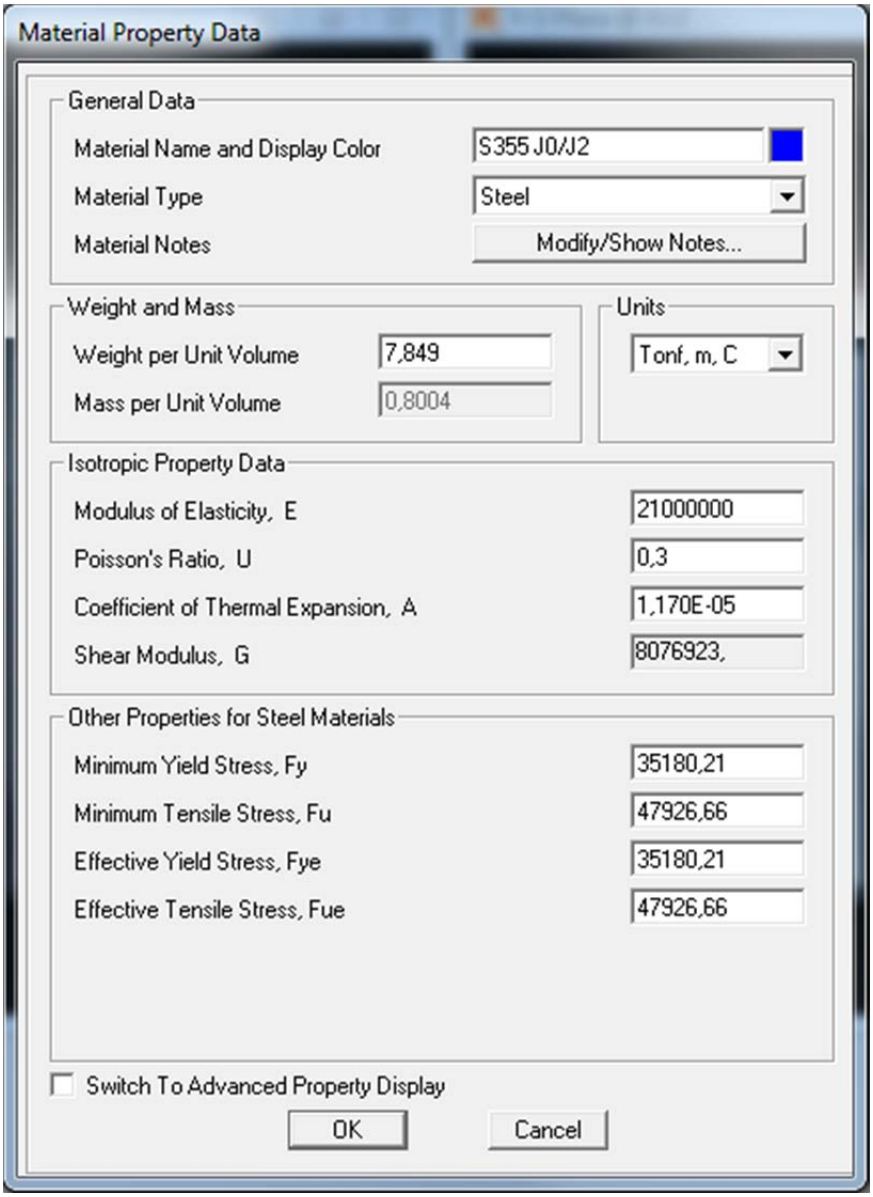
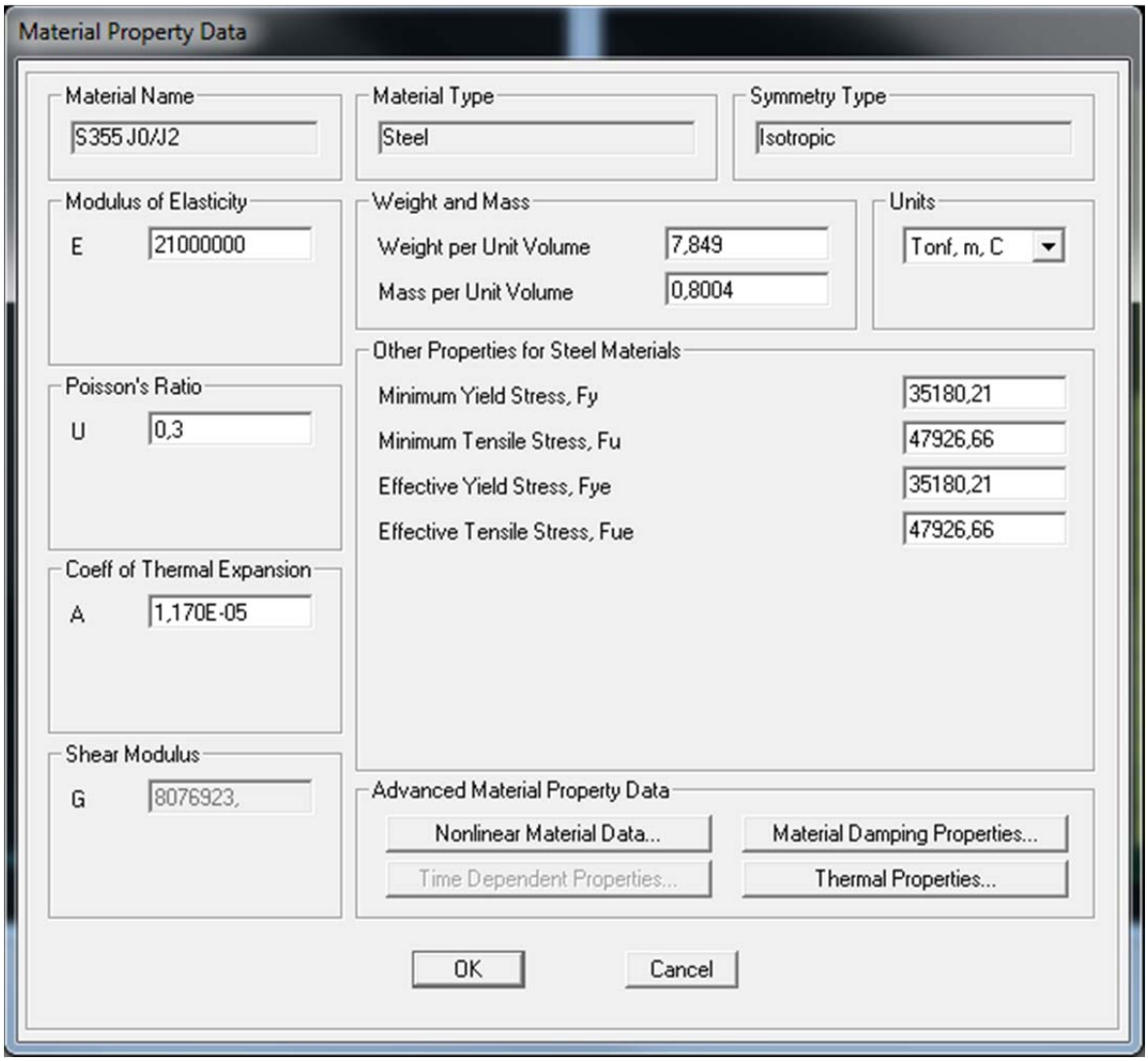


Figura 16 – Definición de propiedades acero S355 J0/J2



Los datos paramétricos para definir la curva tensión vs deformación en el software fueron obtenidos del siguiente gráfico:

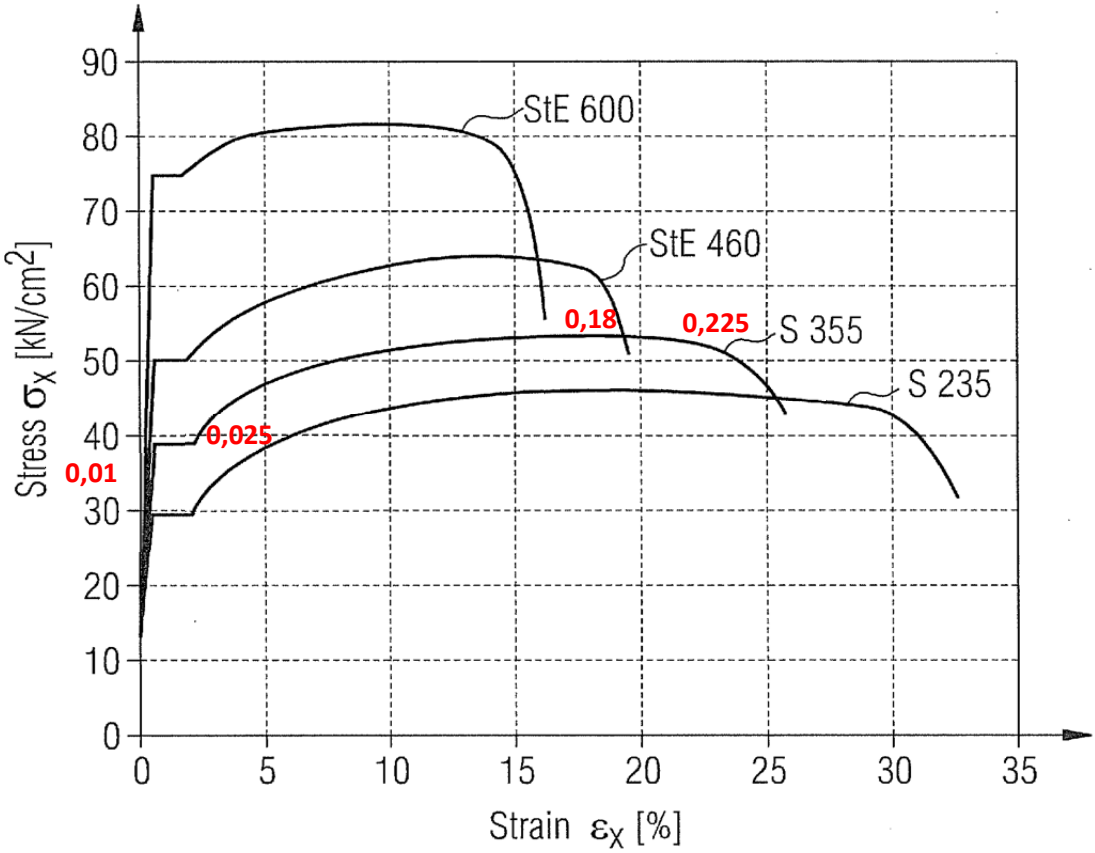


Gráfico 42 – Curva tensión vs deformación acero S355.

(Fuente:http://patentimages.storage.googleapis.com/US20110271634A1/US20110271634A1-20111110-D00002.png)

Con estos datos definimos la curva de tensión – deformación en el software:

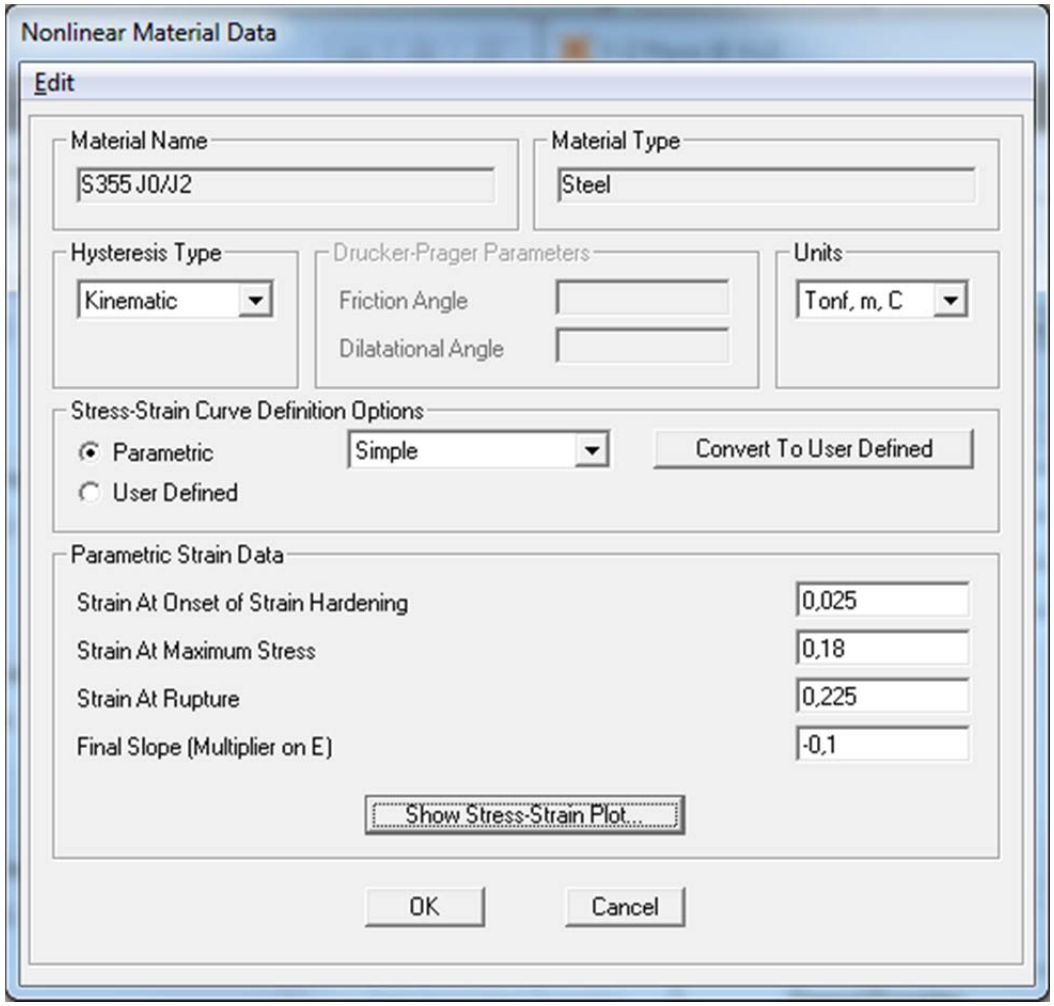


Figura 17 – Definición de parámetros de curva tensión vs deformación.

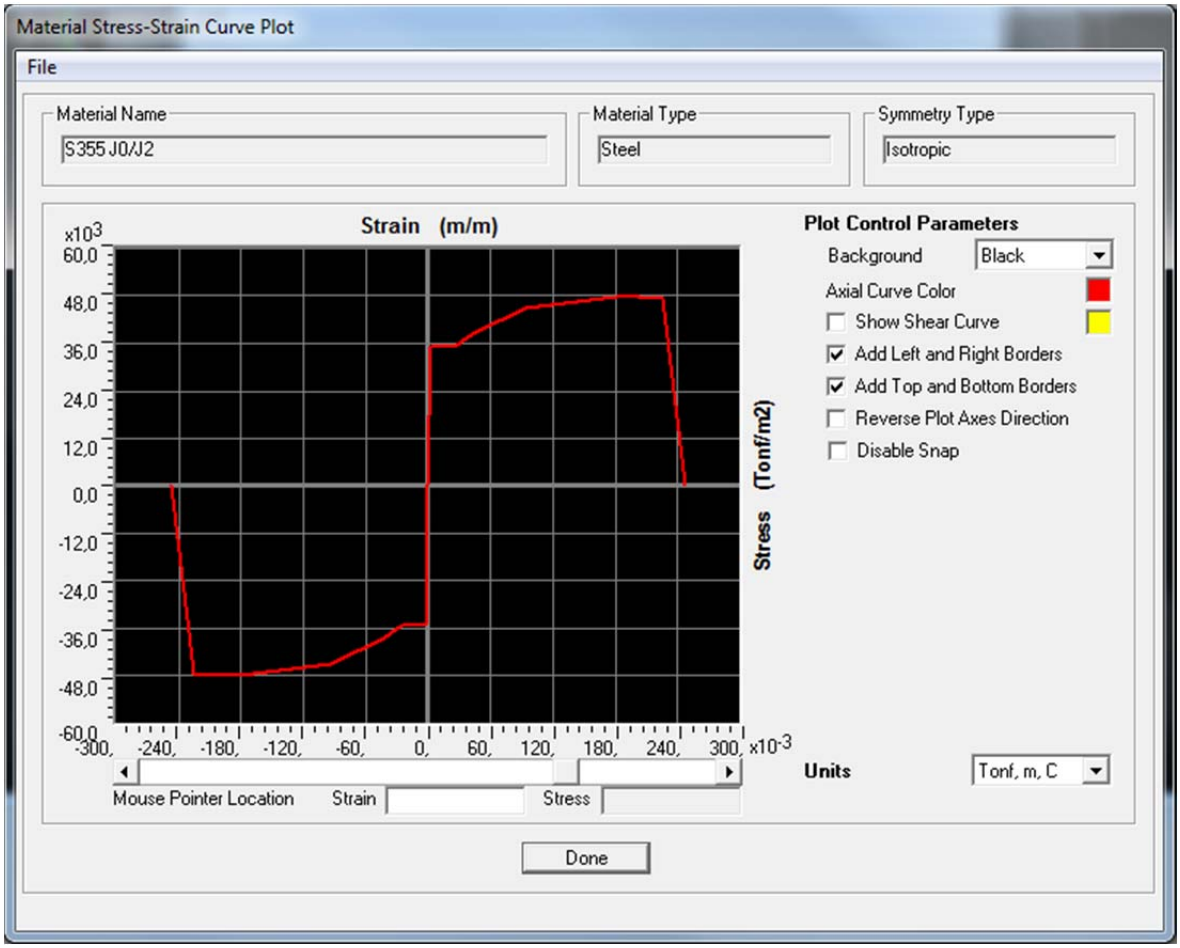


Gráfico 43 – Curva tensión vs deformación para acero S355 J0/J2

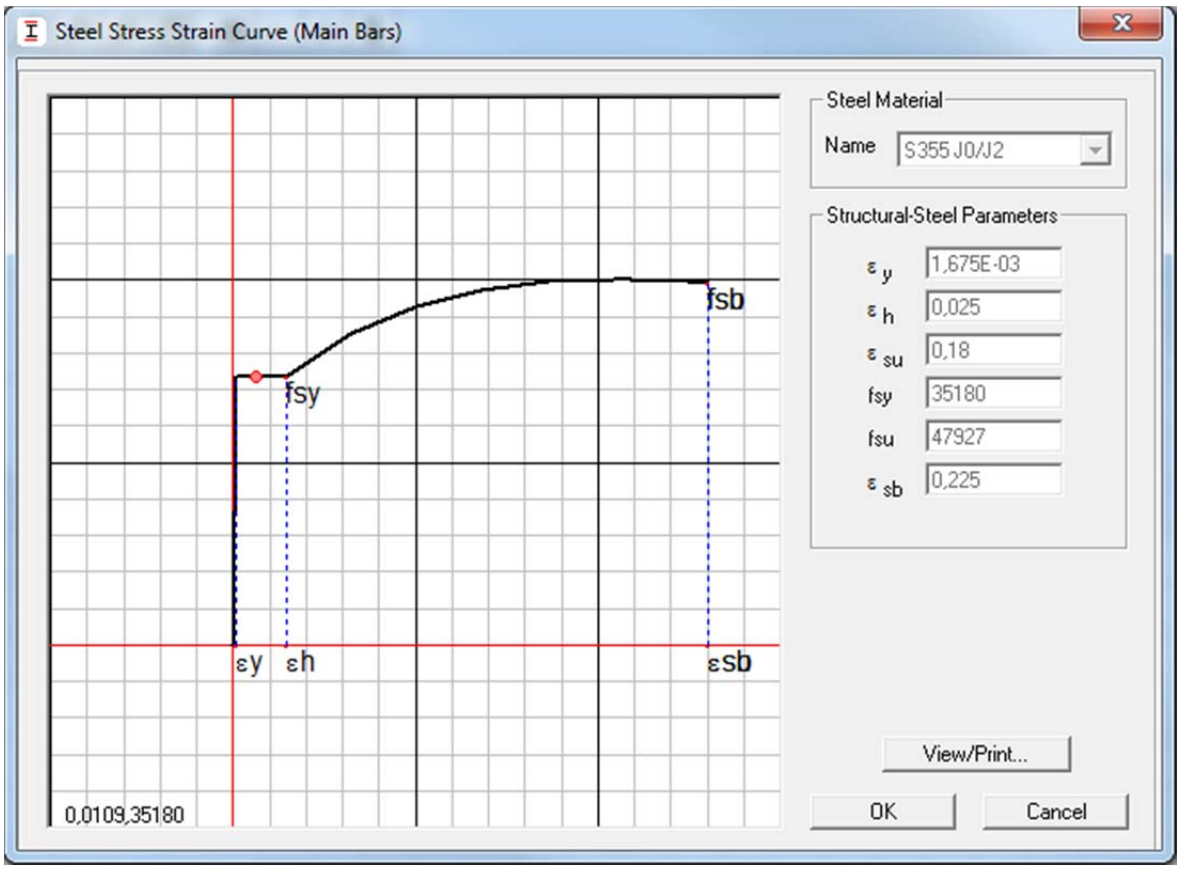


Gráfico 44 – Detalle de la curva tensión vs deformación.

Luego de realizar el prediseño, se define las dimensiones de la sección de la base de la torre. Las características se presentan en la siguiente imagen.

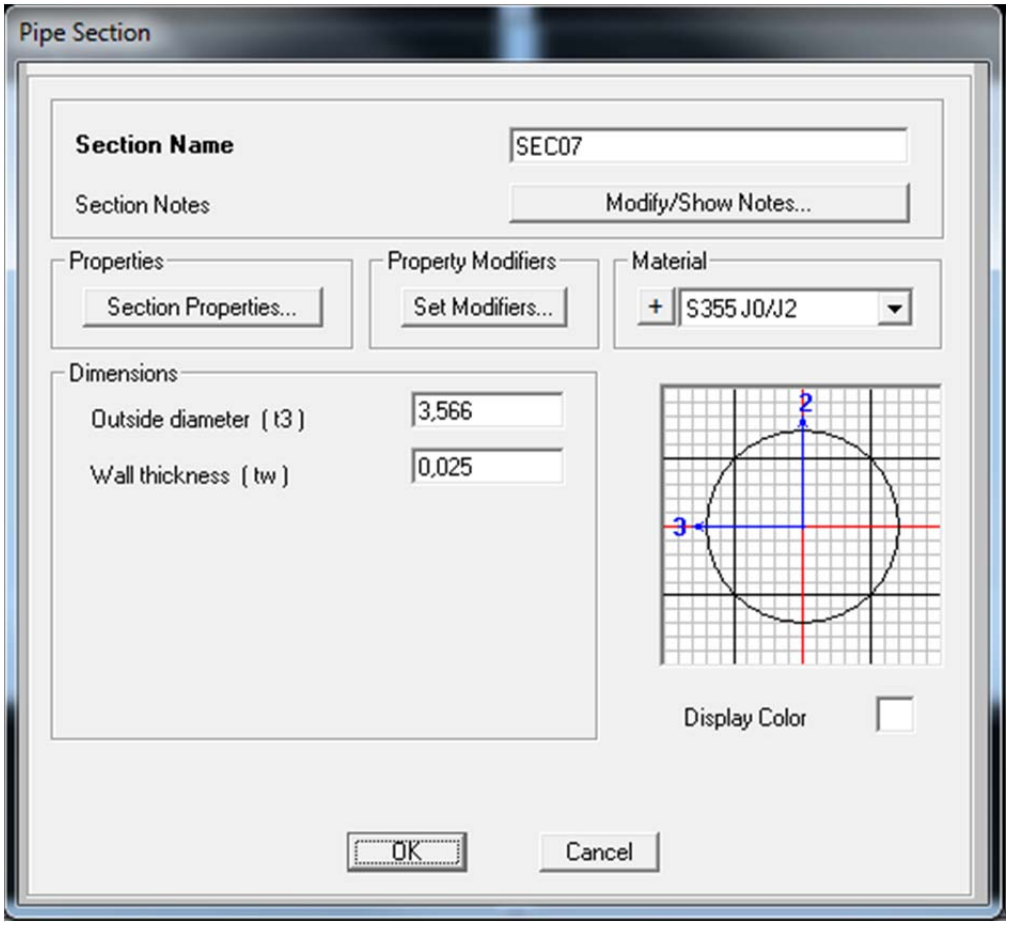


Figura 18 – Definición del perfil en la base de la torre.

Con la aplicación Section Designer, incluida en el software SAP2000, generamos este perfil para obtener la curva momento vs curvatura de la sección.

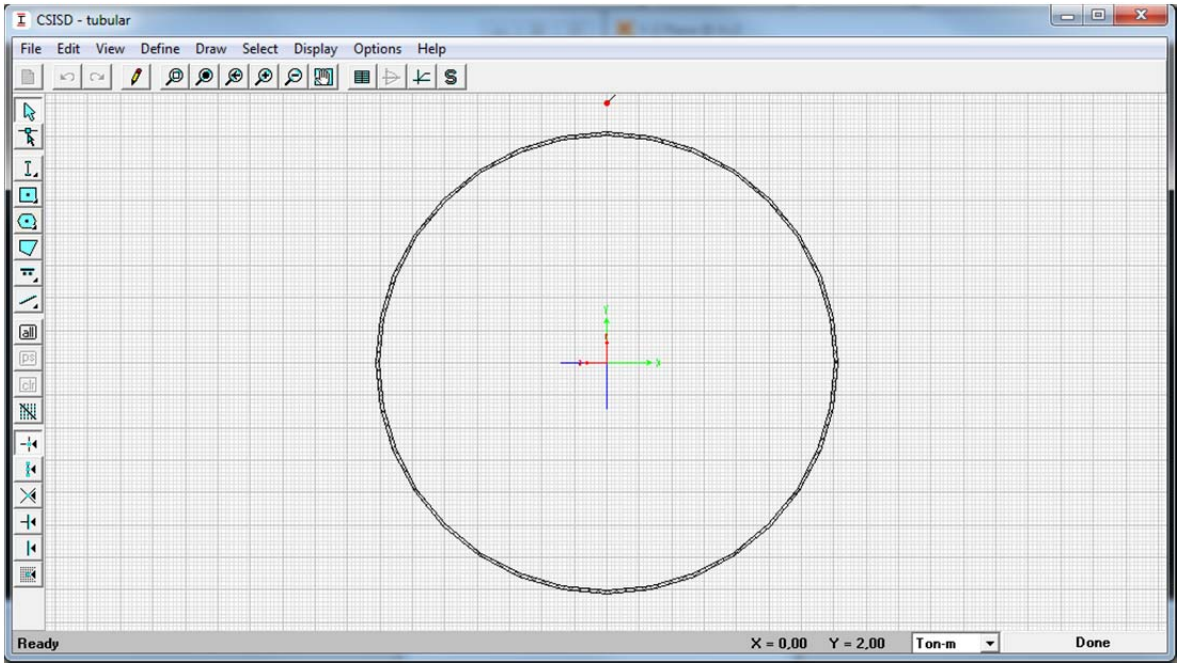
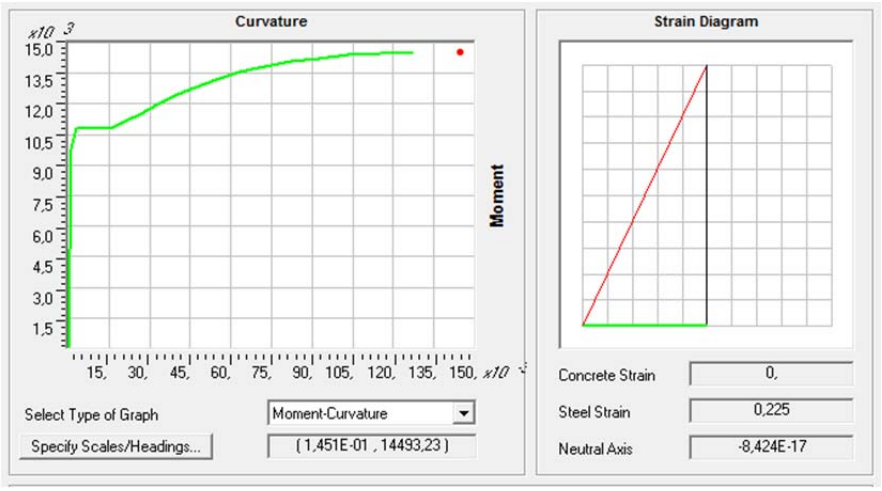


Figura 19 – Detalle de la sección.

Momento Curvatura:



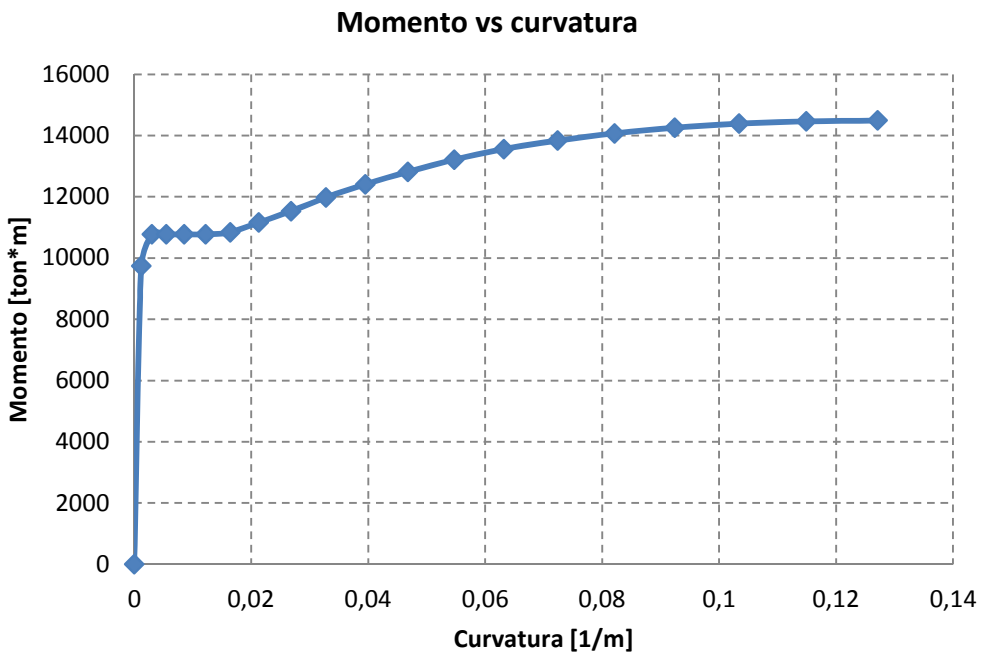


Gráfico 45 – Diagrama Momento vs Curvatura

Tomando los datos representativos de la curva anterior, definimos una curva simplificada del diagrama momento curvatura:

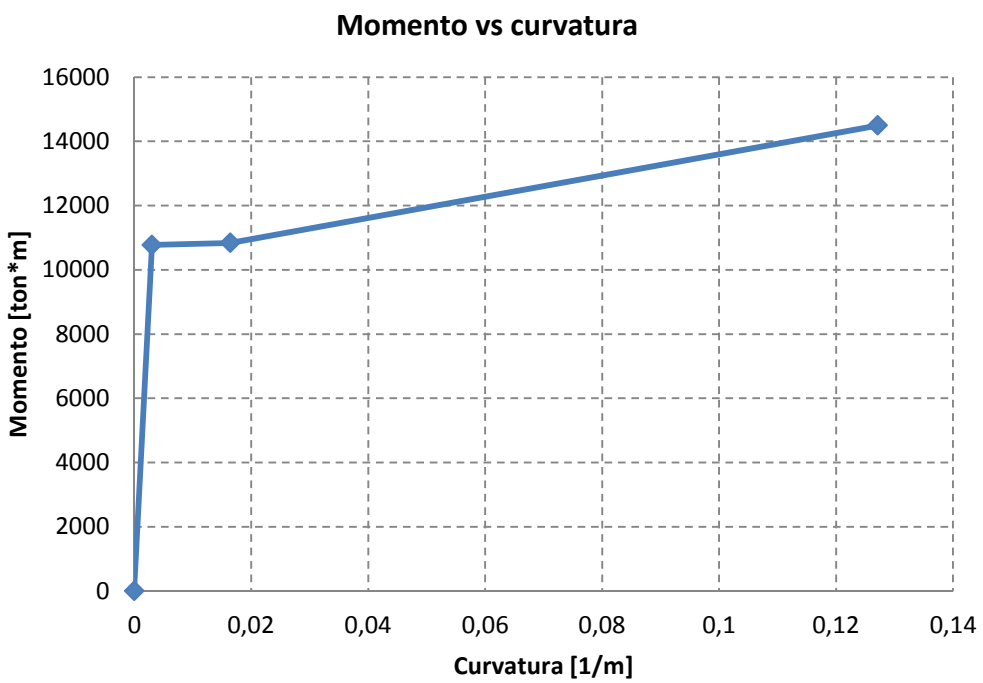


Gráfico 46 – Diagrama Momento vs Curvatura simplificado.

Curvature [1/m]	Moment [T*m]
0	0
0,00304	10775
0,01640	10840
0,12710	14493

Tabla 17 – Datos considerados para el diagrama de Momento vs Curvatura.

Para la definición de las rótulas plásticas, consideramos la información obtenida del gráfico momento vs curvatura simplificado. Específicamente podemos definir las propiedades de la rótula dentro del software de análisis estructural, para lo cual tomamos los valores de la tabla anterior y los normalizamos de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

	Moment/SF	Curvature/SF	
(M/M_y)	0	0	
(M/M_y)	1	0	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
(M/M_y)	1,01	4,4	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
(M/M_y)	1,35	40,8	$(\theta - \theta_y/\theta_y)$
	0	40,8	

Tabla 18 – Valores normalizado para ingresar a software SAP2000.

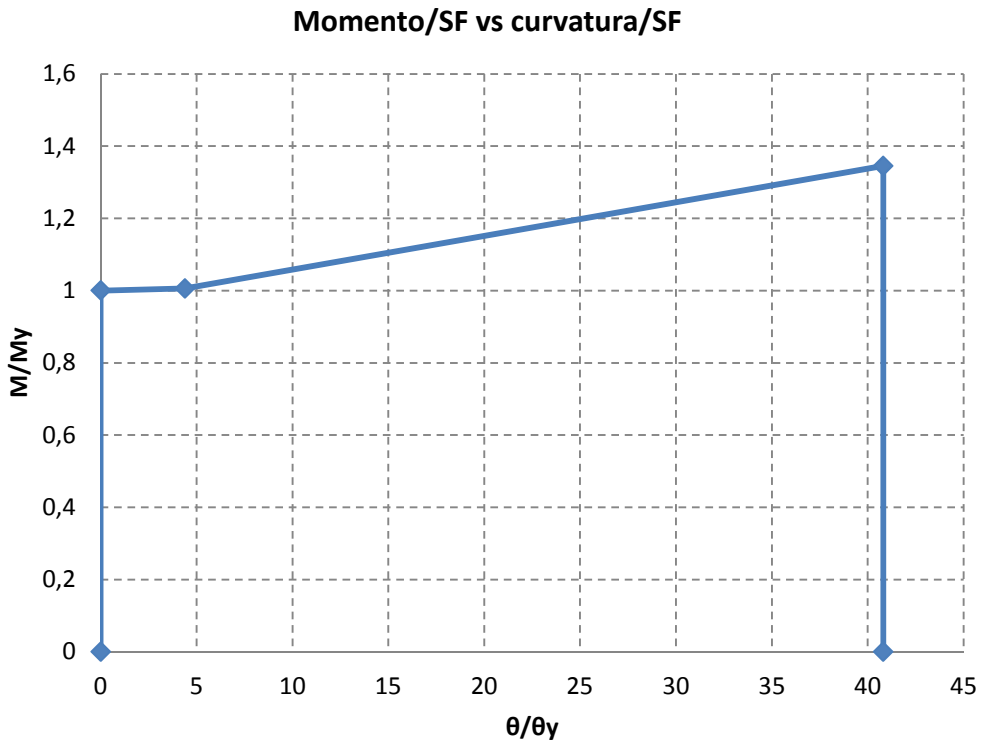


Gráfico 47 – Gráfico Momento/SF vs Curvatura/SF.

Luego se procede a definir el tipo de rótula plástica a considerar en el modelo.

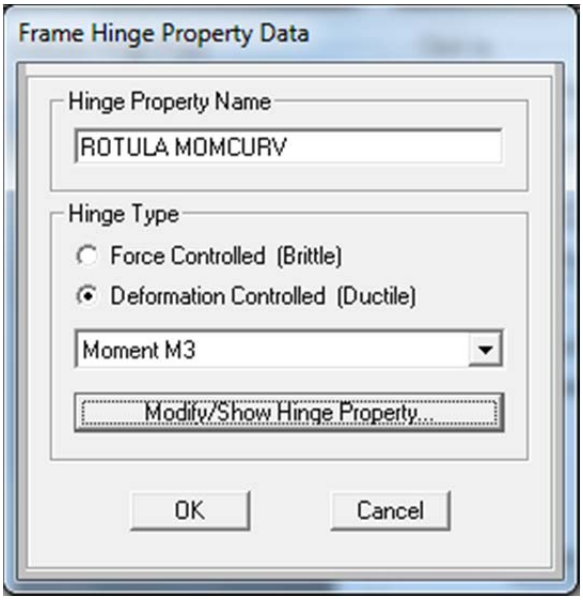


Figura 20 – Definición de rótula plástica.

Ingresamos los datos obtenidos al software, de acuerdo a lo indicado en la siguiente imagen:

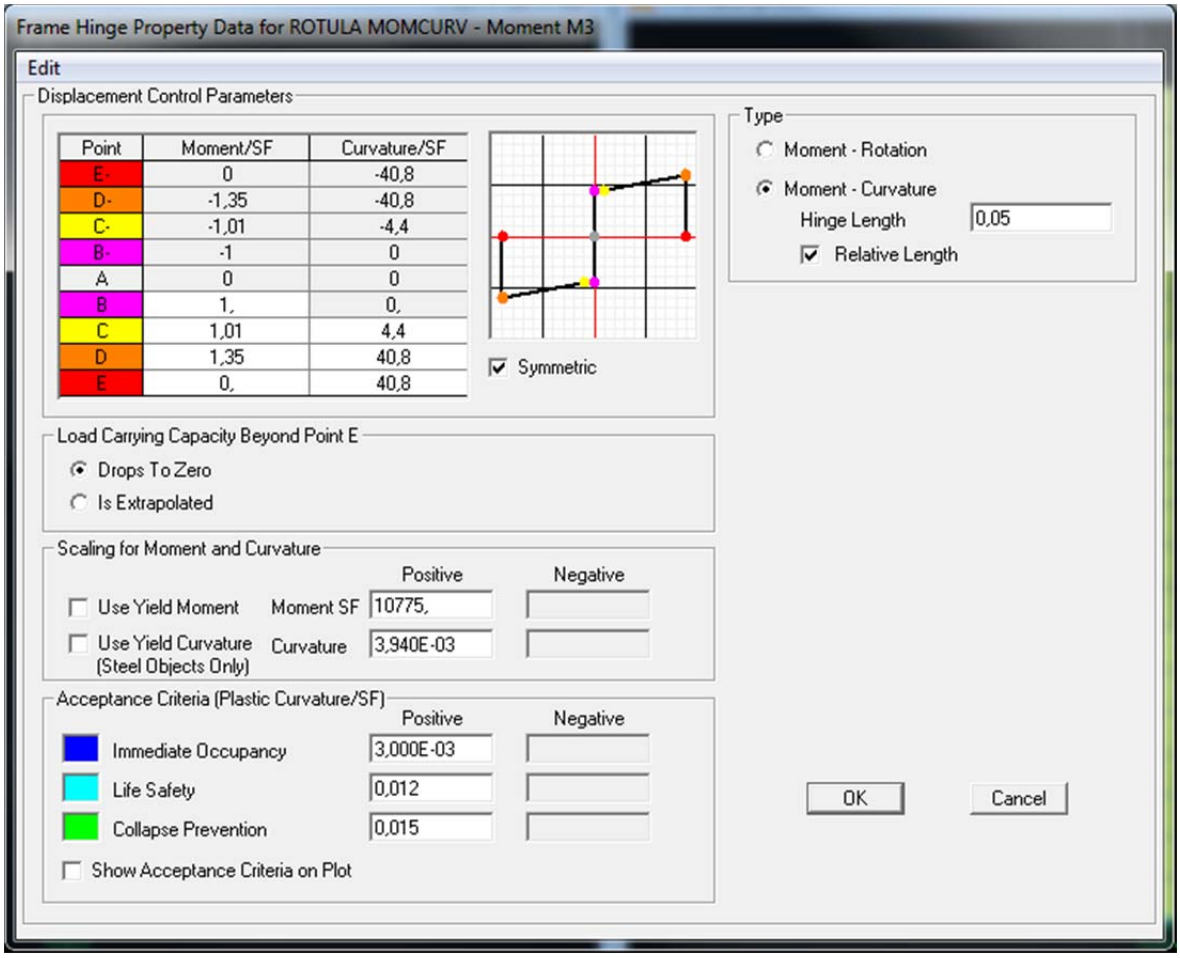


Figura 21: Definición de propiedades de rótulas plásticas en modelo para análisis push-over.

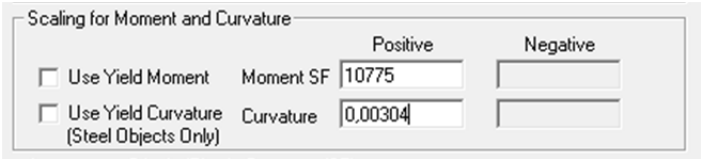


Figura 22 – Detalle de definición de factores de normalización.

Como se logra apreciar, definimos una longitud de rótula equivalente a un 5% de la longitud total del perfil. Teniendo esto en consideración, se considerará la definición de 20 rótulas en cada perfil de manera de abarcar toda la longitud del elemento frame con rótulas para el análisis.

Las rótulas se aplican a lo largo del perfil de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Hinge Property	**Relative Distance**

ROTULA MOMCURV	0,00
ROTULA MOMCURV	0,05
ROTULA MOMCURV	0,10
ROTULA MOMCURV	0,15
ROTULA MOMCURV	0,20
ROTULA MOMCURV	0,25
ROTULA MOMCURV	0,30
ROTULA MOMCURV	0,35
ROTULA MOMCURV	0,40
ROTULA MOMCURV	0,45
ROTULA MOMCURV	0,50
ROTULA MOMCURV	0,55
ROTULA MOMCURV	0,60
ROTULA MOMCURV	0,65
ROTULA MOMCURV	0,70
ROTULA MOMCURV	0,75
ROTULA MOMCURV	0,80
ROTULA MOMCURV	0,85
ROTULA MOMCURV	0,90
ROTULA MOMCURV	0,95

Tabla 19 – Definición de aplicación de rótulas en cada elemento frame.

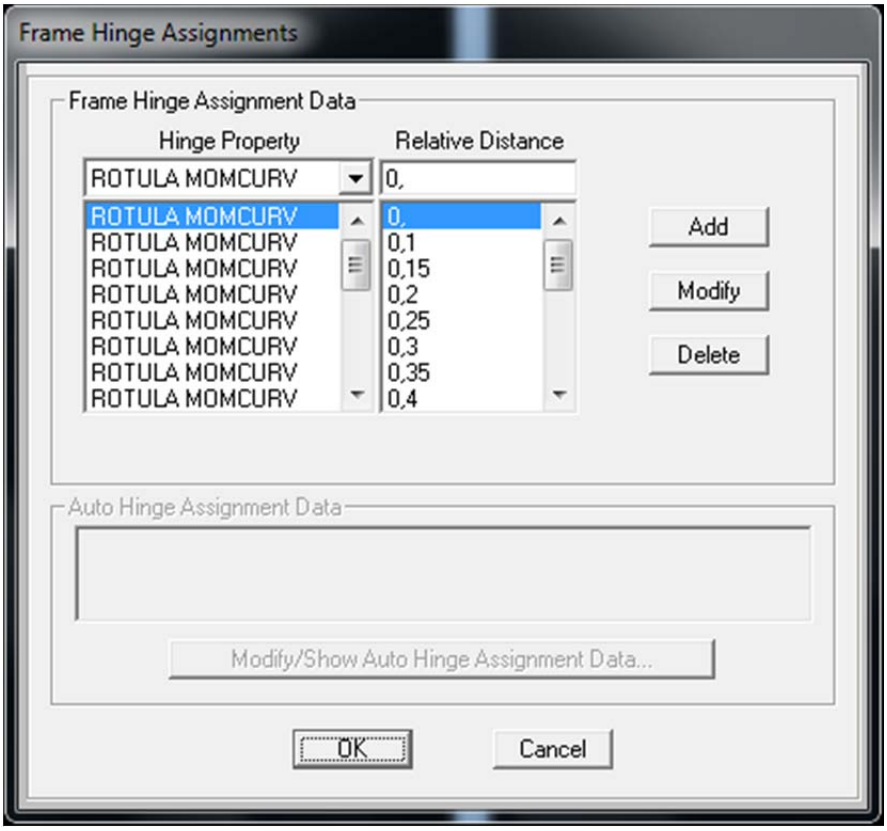


Figura 23 – Detalle de asignación de rótulas en software SAP2000.

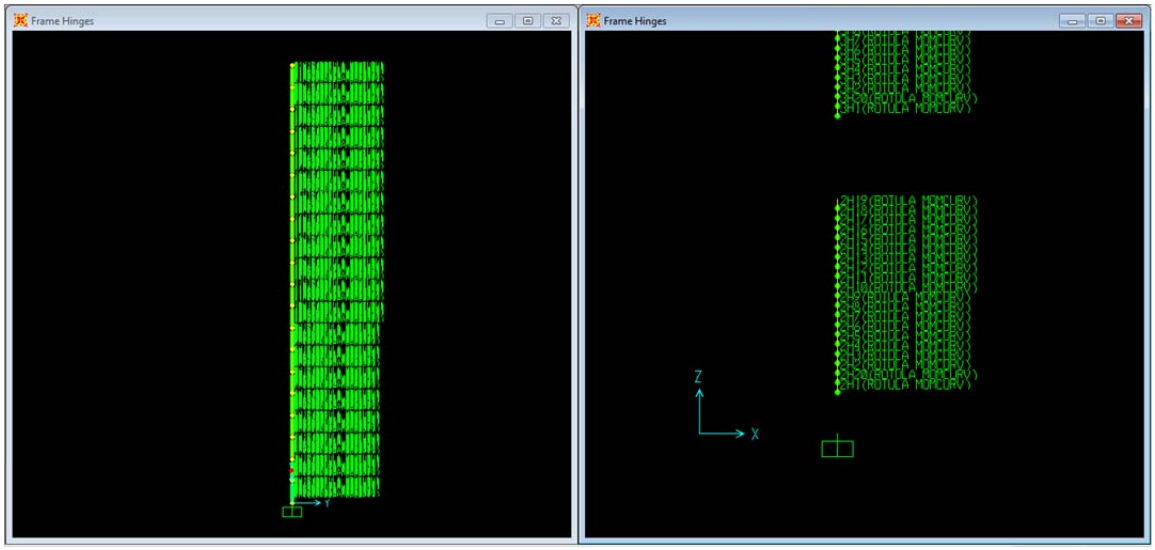


Figura 24 – Detalle de asignación de rótulas en el modelo.

Con este modelo procedemos a realizar un análisis pushover, del cual obtenernos la siguiente curva:

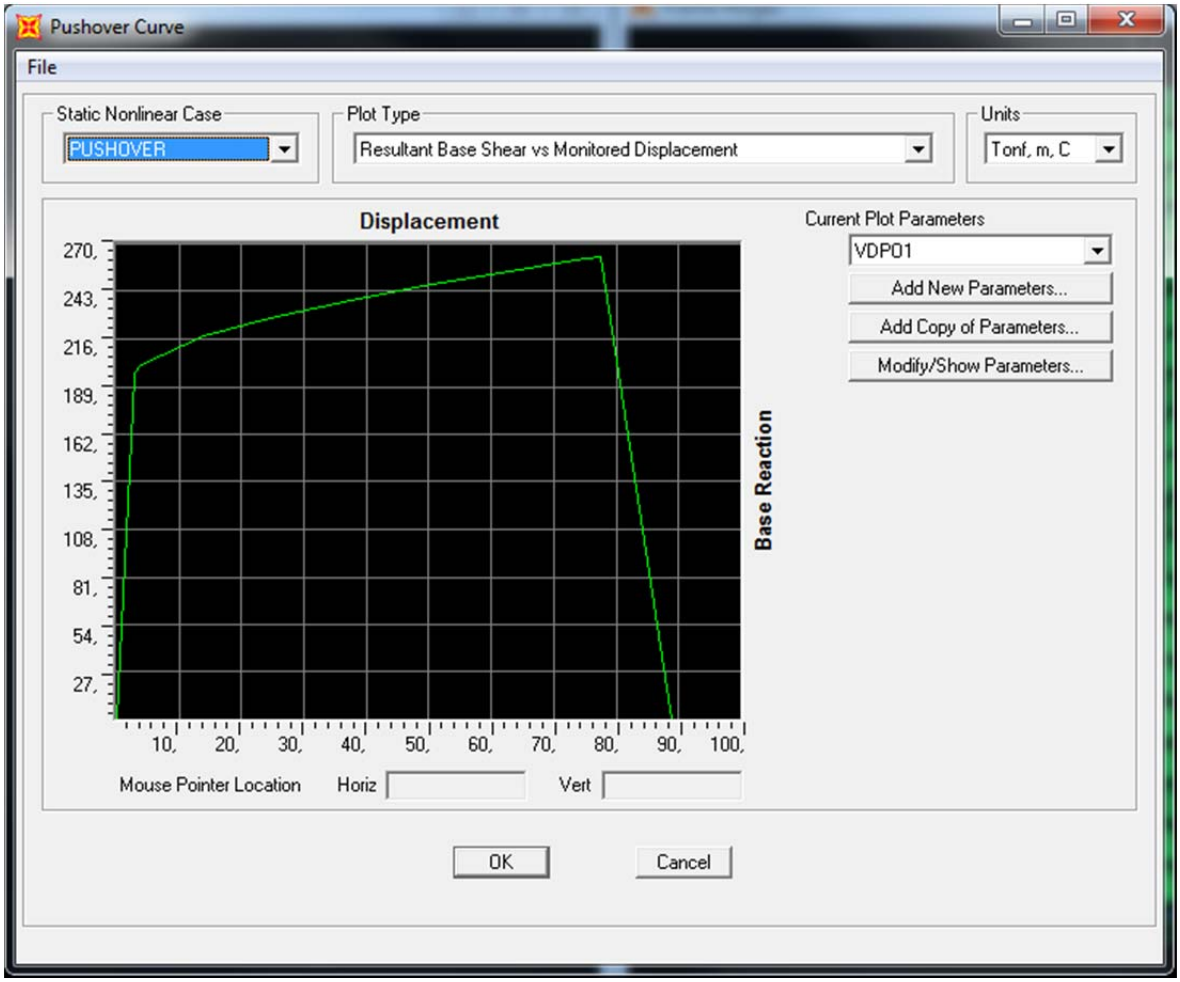


Figura 25 – Resultado análisis pushover.

ANEXO C: ANÁLISIS DE DEFORMACIÓN ELÁSTICA DEL MODELO

Análisis de deformación máxima esperada para sistema cantiléver:

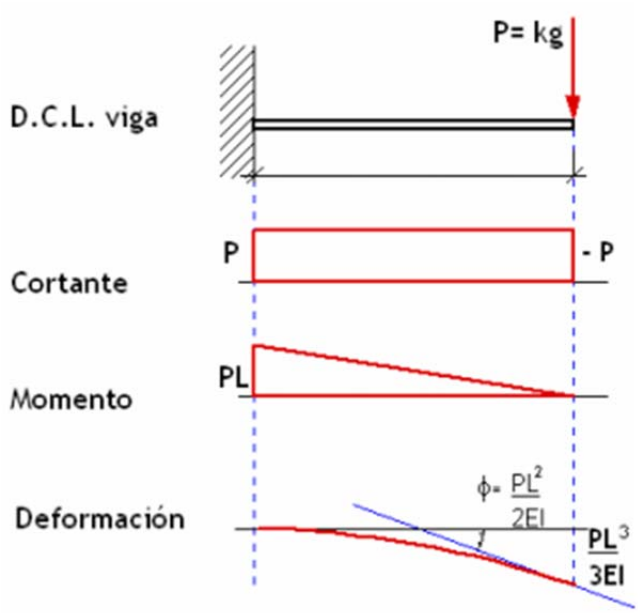


Figura 26 – Esfuerzos y deformaciones para una viga cantiléver con carga puntual P.

La deformación elástica se encuentra definida por la siguiente ecuación:

$$\Delta = \frac{P \cdot L^3}{3 \cdot E \cdot I}$$

Para la sección en análisis tenemos que:

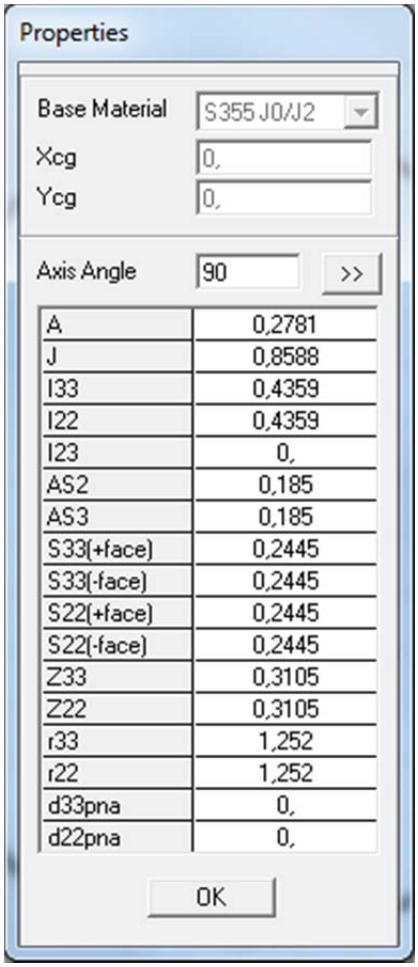


Figura 27 - Propiedades sección en unidades Ton y m.

Los datos de entrada son los siguientes:

Pult = 263 [tonf]
L = 80 [m]
E = 21000000 [tonf/m^2]
I = 0.4359 [m^4]

Con estos datos obtenemos un desplazamiento máximo de:

$$\Delta = \frac{263[tonf] \cdot (80[m])^3}{3 \cdot 21000000[\frac{tonf}{m^2}] \cdot 0.4359[m^4]} = 4.922[m]$$

Análisis con sección prismática:

Se modela la torre con una sección prismática, utilizando las opciones del software SAP2000 permiten realizar esto:

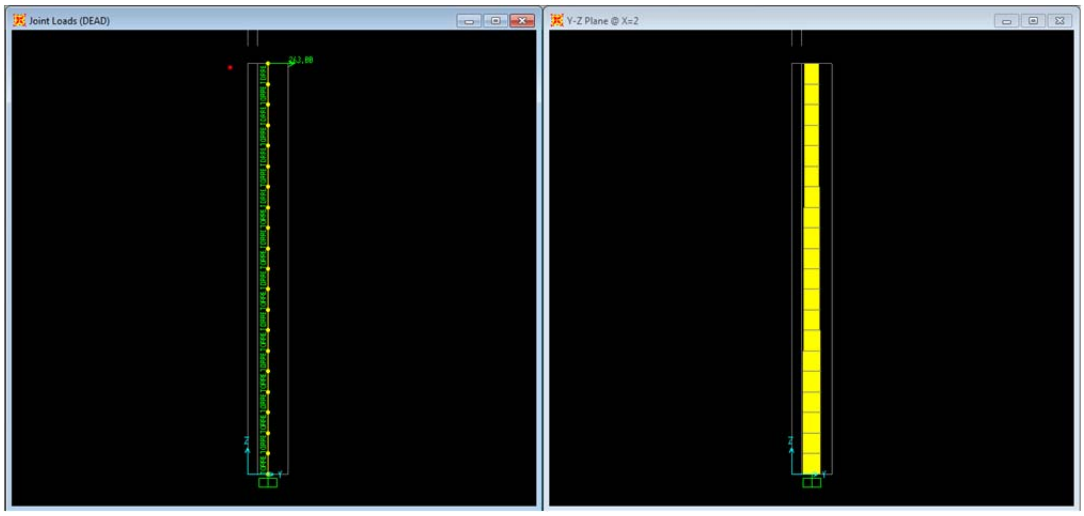


Figura 28 – Modelo de análisis.

Con el modelo anterior, y aplicando una carga de 263[tonf] en la parte superior de la estructura se obtiene una deformación lateral máxima de 6.104[m]:

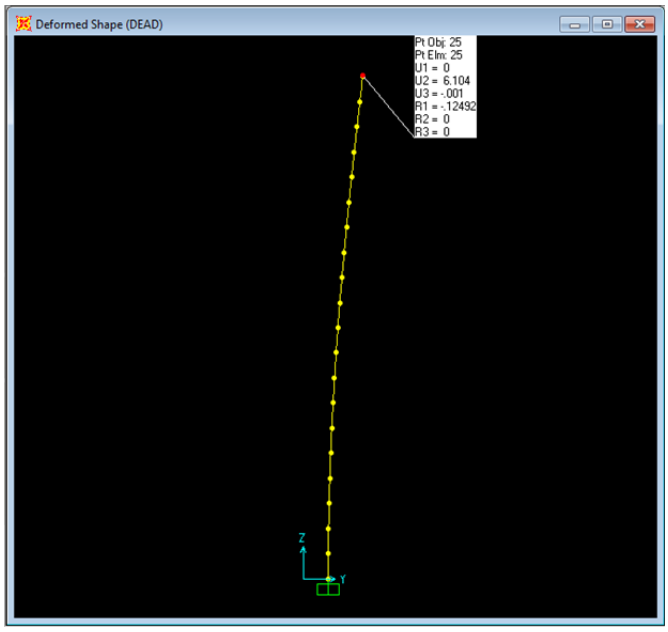


Figura 29 – Deformación elástica obtenida.

Del modelo anterior obtenemos una deformación elástica de:

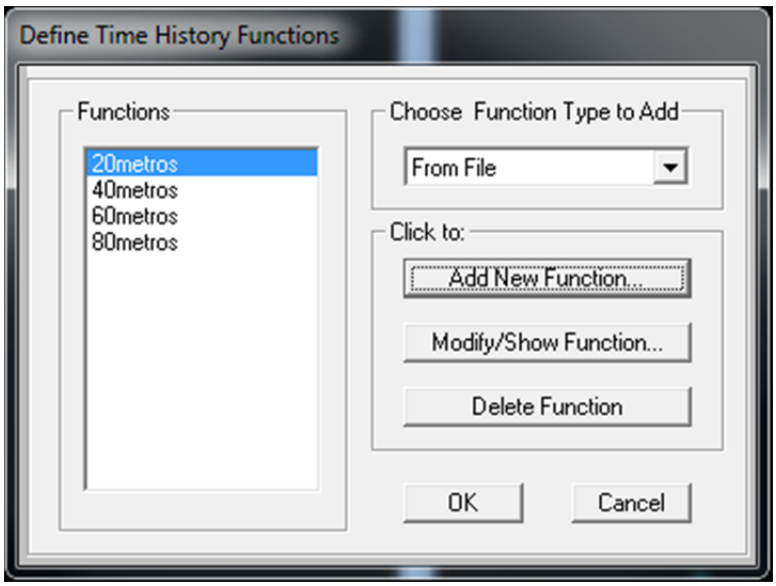
$$\Delta = 6.104[m]$$

ANEXO D: APLICACIÓN DE CARGAS VARIABLES EN EL TIEMPO

Para la definición del modelo en elementos finitos, se procede a ingresar las cargas obtenidas a las diferentes alturas a partir del registro anteriormente señalado y a partir de las superficies expuestas y coeficientes de forma correspondientes.

A continuación se señala el procedimiento para ingresar esta información al software SAP2000.

Definición de función Time History a partir de un archivo de texto:

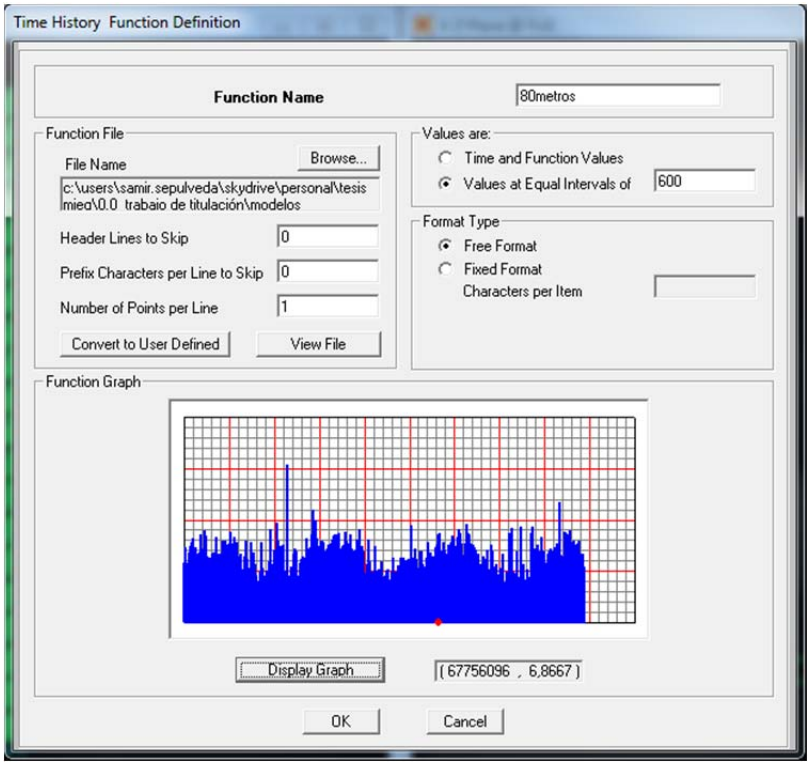


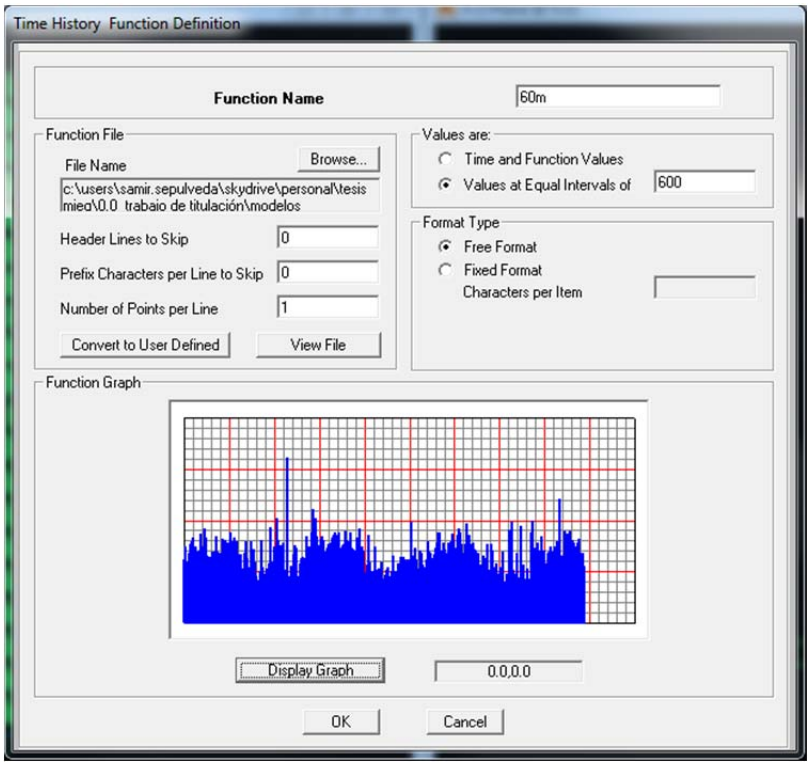
El registro utilizado lo obtengo desde un archivo, el cual contiene la siguiente información:

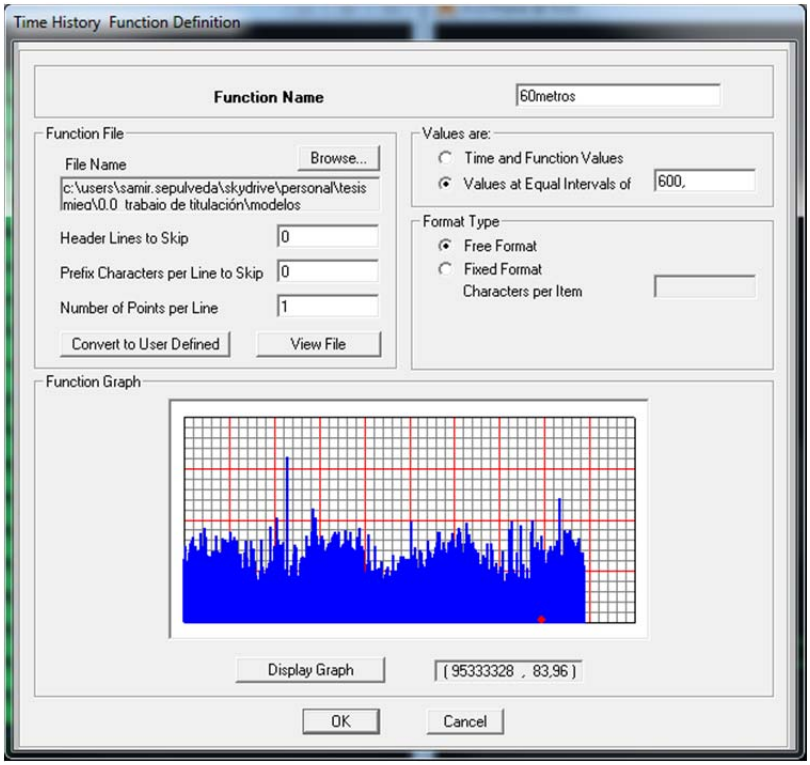
1393 [kgf]
1376 [kgf]
1067 [kgf]
727 [kgf]
675 [kgf]
604 [kgf]
721 [kgf]
604 [kgf]
…

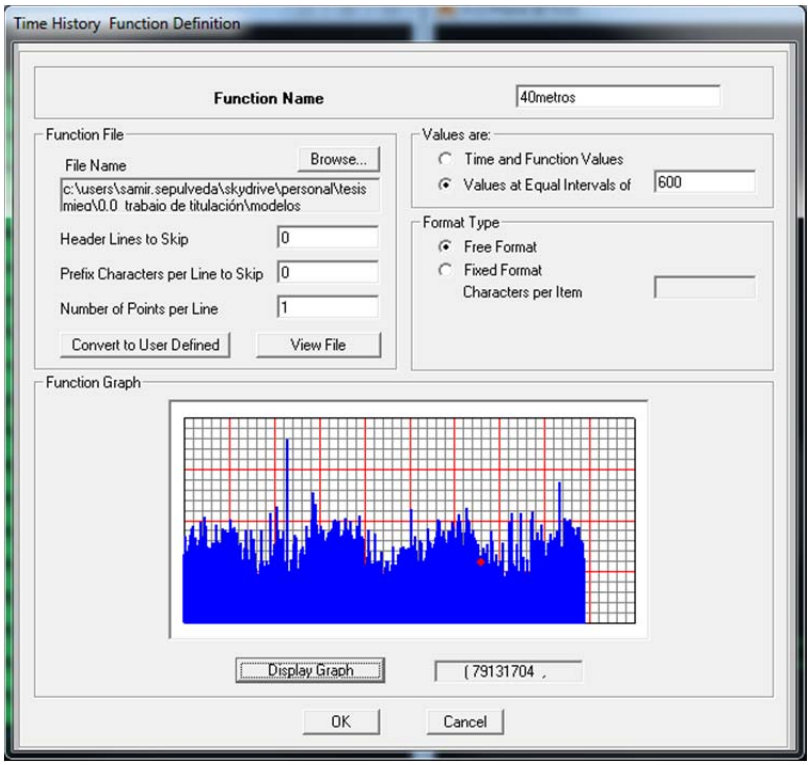
Cada valor corresponde al valor de una carga horizontal en unidades [kgf].

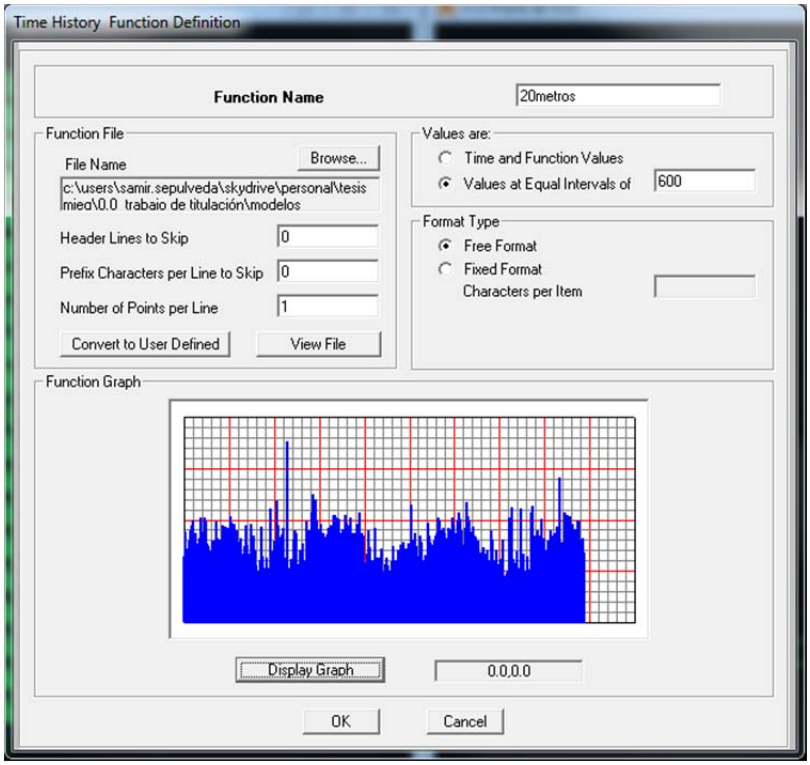
Luego definimos la función de cargas en el tiempo:


Time History Function Definition
Function Name
80metros
Function File
File Name
Browse...
c:\users\samir.sepulveda\skydrive\personal\tesis
mieq\0.0 trabajo de titulación\modelos
Header Lines to Skip
0
Prefix Characters per Line to Skip
0
Number of Points per Line
1
Convert to User Defined
View File
Values are:
Time and Function Values
Values at Equal Intervals of
600
Format Type
Free Format
Fixed Format
Characters per Item
Function Graph
Display Graph
(67756096 , 6,8667)
OK
Cancel


Time History Function Definition
Function Name
60m
Function File
File Name
Browse...
c:\users\samir.sepulveda\skydrive\personal\tesis
mieq\0.0 trabajo de titulación\modelos
Header Lines to Skip
0
Prefix Characters per Line to Skip
0
Number of Points per Line
1
Convert to User Defined
View File
Values are:
Time and Function Values
Values at Equal Intervals of
600
Format Type
Free Format
Fixed Format
Characters per Item
Function Graph
Display Graph
0.0,0.0
OK
Cancel

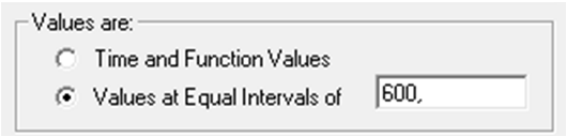

Time History Function Definition
Function Name
60metros
Function File
File Name
Browse...
c:\users\samir.sepulveda\skydrive\personal\tesis
mieq\0.0 trabajo de titulación\modelos
Header Lines to Skip
0
Prefix Characters per Line to Skip
0
Number of Points per Line
1
Convert to User Defined
View File
Values are:
Time and Function Values
Values at Equal Intervals of
600,
Format Type
Free Format
Fixed Format
Characters per Item
Function Graph
Display Graph
(95333328 , 83,96)
OK
Cancel


Time History Function Definition
Function Name
40metros
Function File
File Name
Browse...
c:\users\samir.sepulveda\skydrive\personal\tesis
mieq\0.0 trabajo de titulación\modelos
Header Lines to Skip
0
Prefix Characters per Line to Skip
0
Number of Points per Line
1
Convert to User Defined
View File
Values are:
Time and Function Values
Values at Equal Intervals of
600
Format Type
Free Format
Fixed Format
Characters per Item
Function Graph
Display Graph
(79131704 ,
OK
Cancel



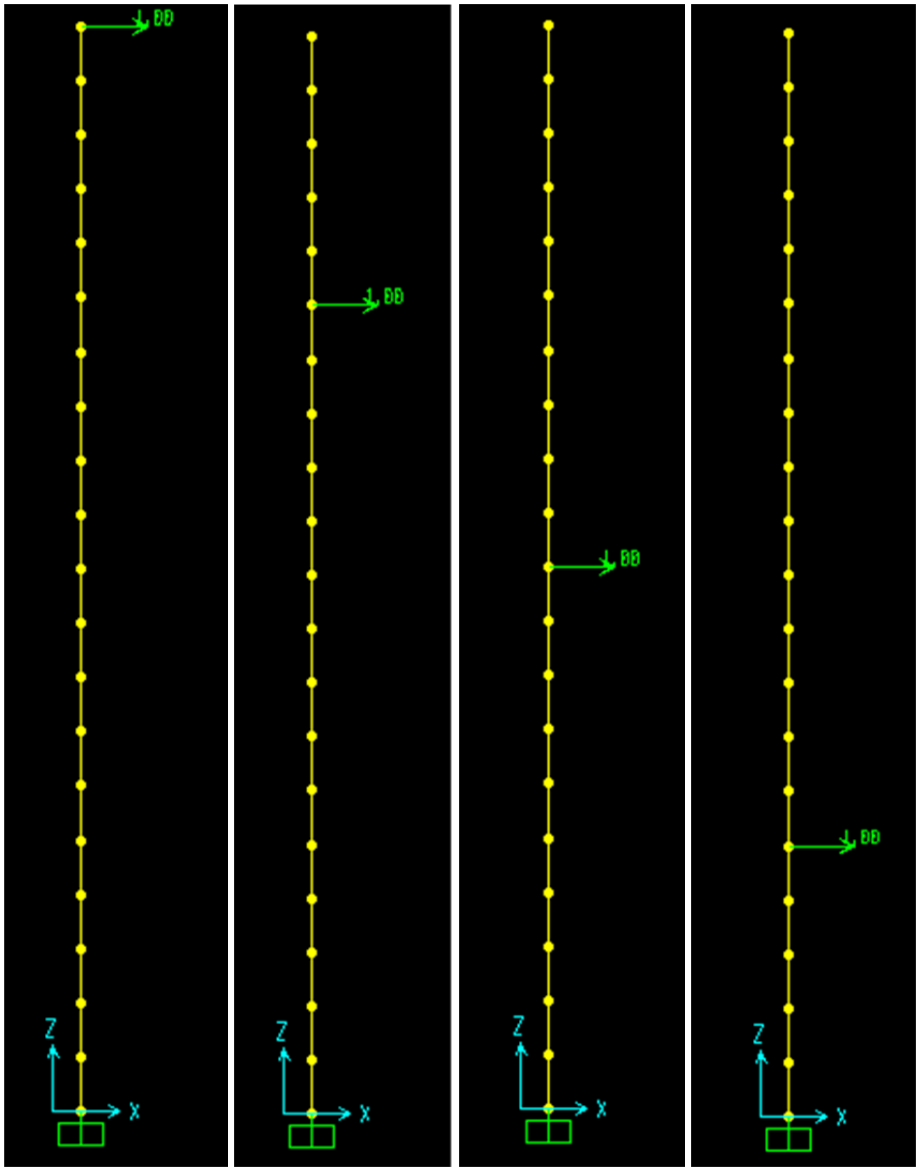
Values are:

Cada registro ingresado se realizó cada 10 minutos, lo que equivale a 600 segundos.



Defino el Load Pattern:

Aplico cargas unitarias en cada Load Pattern definido, para cada una de las alturas a analizar:



Defino el caso de cargas, en el cual se considera la acción simultánea de las cargas en función del tiempo en los distintos niveles (20m, 40m, 60m y 80m):

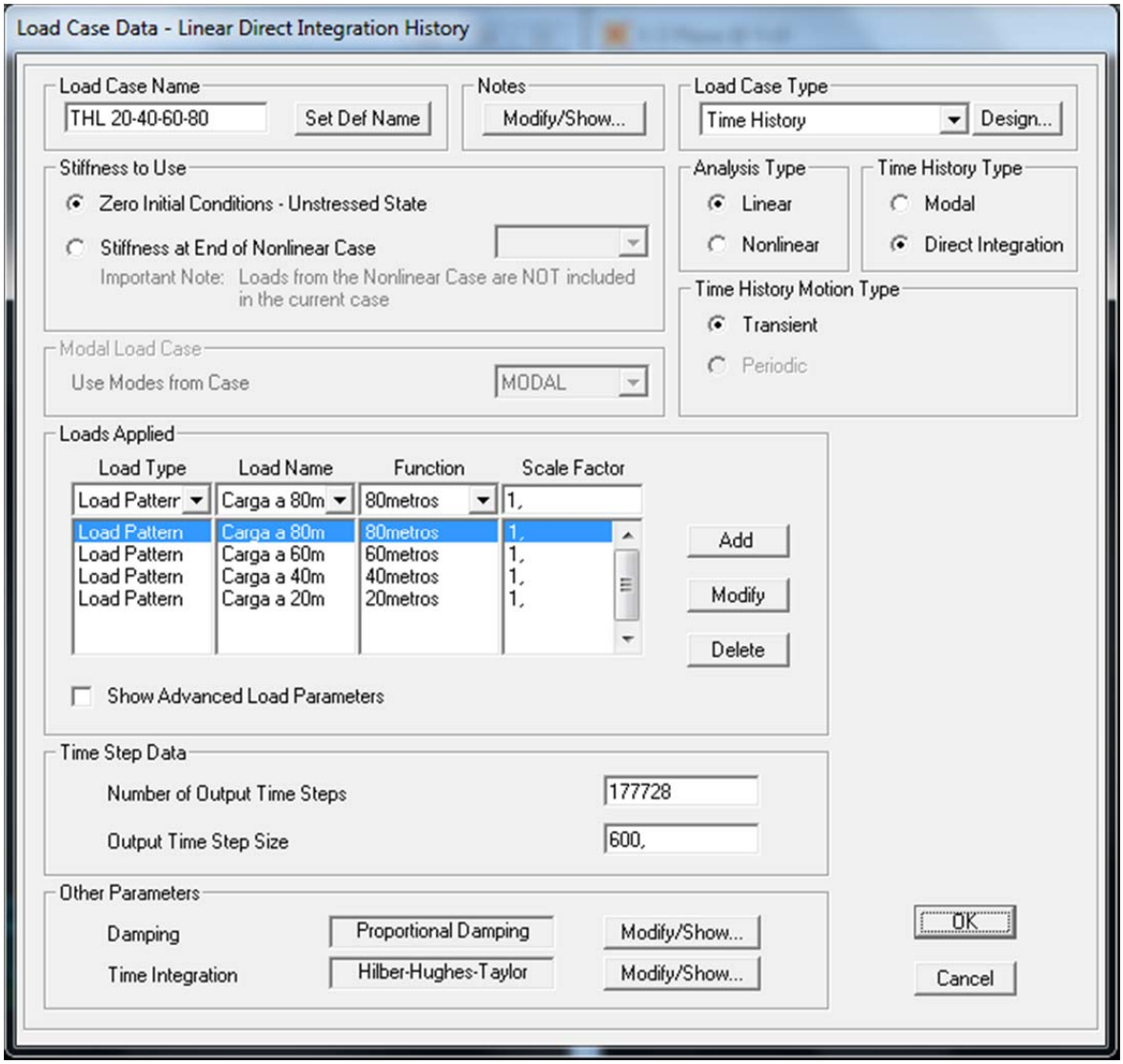


Figura 30 – Definición de estado de carga de análisis.

Para la definición de Time Step Data, considero lo siguiente:

Output Time Step Size: 600 [s]

Esto equivale a 10 minutos, que es el tiempo entre cada una de las lecturas realizadas: 10*60[s]=600[s]

Number of Output Time Steps: 177728*60*10 [s]/600 [s]=177728

Esto equivale al tiempo total del registro, dividido por el paso de tiempo definido: Ttotal registro/ Paso de tiempo

Realizamos un análisis modal para obtener los siguientes valores de períodos y masas modales asociados:

TABLE: Modal Participating Mass Ratios							
Modo	**Period**	**UX**	**UY**	**UZ**	**SumUX**	**SumUY**	**SumUZ**
Unitless	Sec	Unitless	Unitless	Unitless	Unitless	Unitless	Unitless
1	3,555	0,000	0,698	0,000	0,000	0,698	0,000
2	3,555	0,698	0,000	0,000	0,698	0,698	0,000
3	0,442	0,067	0,086	0,000	0,766	0,784	0,000
4	0,442	0,086	0,067	0,000	0,852	0,852	0,000
5	0,145	0,062	0,000	0,000	0,913	0,852	0,000
6	0,145	0,000	0,062	0,000	0,913	0,913	0,000
7	0,103	0,000	0,000	0,794	0,913	0,913	0,794
8	0,073	0,027	0,000	0,000	0,941	0,914	0,794
9	0,073	0,000	0,027	0,000	0,941	0,941	0,794
10	0,045	0,002	0,017	0,000	0,942	0,958	0,794
11	0,045	0,017	0,002	0,000	0,960	0,960	0,794
12	0,030	0,010	0,001	0,000	0,970	0,960	0,794

Para el cálculo de la respuesta en el tiempo, el software SAP2000 debe considerar los valores de amortiguamiento proporcionales a la masa y la rigidez. El software realiza este cálculo previo ingreso de dos períodos asociados.

Para el amortiguamiento se considera un 2% para los modos extremos (el primero y el que acumula más de un 90% de masa modal). El valor de amortiguamiento de un 2% para un aerogenerador se encuentra validado en estudio de Holmgren, 2005.

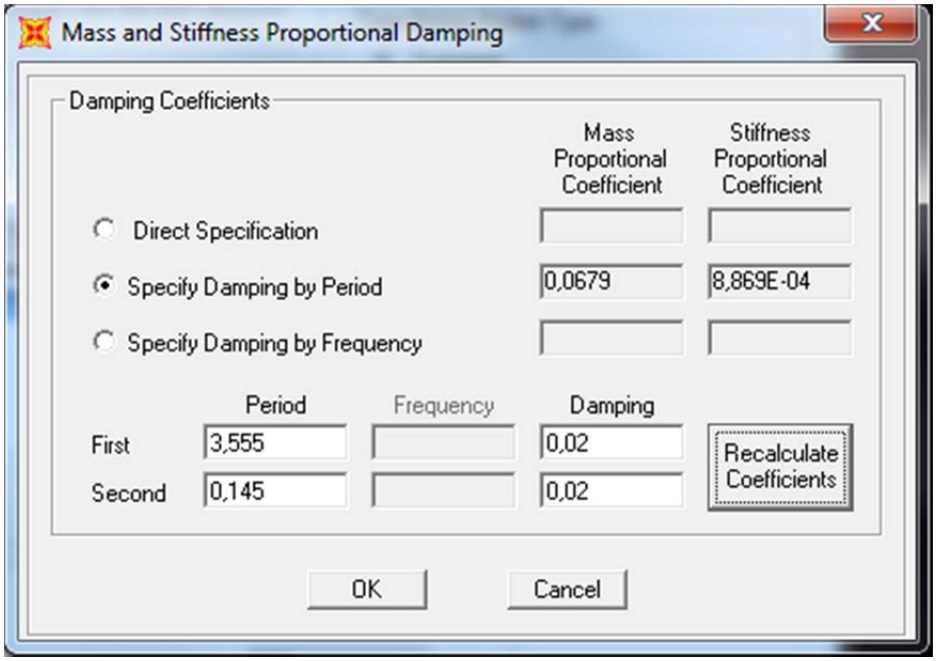


Figura 31 – Definición de amortiguamiento.

ANEXO E: REGISTRO DE CARGAS VARIABLES EN EL TIEMPO

CONFIDENCIAL

ANEXO F: CÁLCULO DE CARGAS DE VIENTO SEGUN NORMA IEC

Cálculo de velocidades de viento según norma IEC 61400-1:

					EOG [m/s]	
Z [m]	**NWP [m/s]** Vhub=15m/s	**NWP [m/s]** Vhub=7m/s	**NTM [m/s]**	**EWM [m/s]**	Vgus	**V(z)**
0	0	0,0	0,0	0	0,0	0
1	6,2	2,9	7,4	32,4	0,6	
2	7,2	3,3	8,5	35,0	1,1	7,96
3	7,8	3,6	9,2	36,6	1,5	8,89
4	8,2	3,8	9,7	37,8	1,9	
5	8,6	4,0	10,2	38,7	2,3	10,27
6	8,9	4,2	10,5	39,5	2,6	
7	9,2	4,3	10,9	40,2	2,9	
8	9,5	4,4	11,2	40,8	3,2	
9	9,7	4,5	11,4	41,3	3,4	
10	9,9	4,6	11,7	41,8	3,7	12,52
11	10,1	4,7	11,9	42,2	3,9	
12	10,3	4,8	12,1	42,6	4,1	
13	10,4	4,9	12,3	43,0	4,2	
14	10,6	4,9	12,5	43,3	4,4	
15	10,7	5,0	12,7	43,7	4,6	
16	10,9	5,1	12,8	44,0	4,7	
17	11,0	5,1	13,0	44,3	4,8	
18	11,1	5,2	13,1	44,6	5,0	
19	11,3	5,3	13,3	44,8	5,1	
20	11,4	5,3	13,4	45,1	5,2	
21	11,5	5,4	13,5	45,3	5,3	
22	11,6	5,4	13,7	45,5	5,4	
23	11,7	5,5	13,8	45,8	5,5	
24	11,8	5,5	13,9	46,0	5,6	
25	11,9	5,5	14,0	46,2	5,7	
26	12,0	5,6	14,1	46,4	5,7	
27	12,1	5,6	14,2	46,6	5,8	
28	12,2	5,7	14,3	46,8	5,9	
29	12,2	5,7	14,4	47,0	6,0	
30	12,3	5,8	14,5	47,1	6,0	
31	12,4	5,8	14,6	47,3	6,1	
32	12,5	5,8	14,7	47,5	6,2	

33	12,6	5,9	14,8	47,6	6,2	
34	12,6	5,9	14,9	47,8	6,3	
35	12,7	5,9	15,0	47,9	6,3	
36	12,8	6,0	15,1	48,1	6,4	
37	12,9	6,0	15,2	48,2	6,4	
38	12,9	6,0	15,2	48,4	6,5	
39	13,0	6,1	15,3	48,5	6,5	
40	13,1	6,1	15,4	48,6	6,6	
41	13,1	6,1	15,5	48,8	6,6	
42	13,2	6,2	15,6	48,9	6,6	
43	13,2	6,2	15,6	49,0	6,7	
44	13,3	6,2	15,7	49,2	6,7	
45	13,4	6,2	15,8	49,3	6,8	
46	13,4	6,3	15,8	49,4	6,8	
47	13,5	6,3	15,9	49,5	6,8	
48	13,5	6,3	16,0	49,6	6,9	
49	13,6	6,3	16,0	49,7	6,9	
50	13,7	6,4	16,1	49,9	6,9	
51	13,7	6,4	16,2	50,0	7,0	
52	13,8	6,4	16,2	50,1	7,0	
53	13,8	6,4	16,3	50,2	7,0	
54	13,9	6,5	16,4	50,3	7,0	
55	13,9	6,5	16,4	50,4	7,1	
56	14,0	6,5	16,5	50,5	7,1	
57	14,0	6,5	16,5	50,6	7,1	
58	14,1	6,6	16,6	50,7	7,1	
59	14,1	6,6	16,7	50,8	7,2	
60	14,2	6,6	16,7	50,9	7,2	
61	14,2	6,6	16,8	51,0	7,2	
62	14,3	6,7	16,8	51,0	7,2	
63	14,3	6,7	16,9	51,1	7,2	
64	14,3	6,7	16,9	51,2	7,2	
65	14,4	6,7	17,0	51,3	7,2	
66	14,4	6,7	17,0	51,4	7,2	
67	14,5	6,8	17,1	51,5	7,2	
68	14,5	6,8	17,1	51,6	7,2	
69	14,6	6,8	17,2	51,7	7,2	
70	14,6	6,8	17,2	51,7	7,2	
71	14,6	6,8	17,3	51,8	7,2	
72	14,7	6,9	17,3	51,9	7,2	
73	14,7	6,9	17,4	52,0	7,2	

74	14,8	6,9	17,4	52,1	7,2	
75	14,8	6,9	17,5	52,1	7,2	
76	14,8	6,9	17,5	52,2	7,2	
77	14,9	6,9	17,6	52,3	7,2	
78	14,9	7,0	17,6	52,4	7,2	
79	15,0	7,0	17,7	52,4	7,2	
80	15,0	7,0	17,7	52,5	7,2	20,2

Cálculo de cargas de viento considerando velocidades de norma IEC 61400-1:

	Altura [m]	Cd	Az [m2]	Cd*Az[m2]
Torre:	20	0,8	75,44	60,35
	40	0,8	134,24	107,39
	60	0,8	176,40	141,12
	80	0,8	201,92	161,54
Aspas:	80	0,8	465,31	372,24
Nacelle:	80	1,2	13,45	16,14
Nacelle + Aspas:	80	-	-	388,39

	Pd [kg]		
Z [m]	**NWP [m/s]** Vhub=7m/s	**NWP [m/s]** Vhub=15m/s	**EWM**
0	2	8	208
4	11	49	1068
8	14	66	1246
12	17	77	1341
16	19	85	1400
20	20	91	1440
24	21	96	1465
28	22	100	1480
32	22	103	1488
36	23	105	1489
40	23	107	1486
44	24	108	1477
48	24	109	1465
52	24	109	1450
56	24	109	1432
60	24	109	1411
64	24	109	1388
68	23	108	1362
72	23	107	1335
76	23	105	1306
80	1201	5514	67547