



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**NIVELES DE AGREGACIÓN DE PARQUES EÓLICOS CON CAPACIDAD DE  
REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

**MEMORIA PARA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

**IGNACIO ANDRÉS VILLAVICENCIO QUEZADA**

**PROFESORA GUÍA:  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
LUIS VARGAS DÍAZ  
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**SANTIAGO DE CHILE  
2015**

## **NIVELES DE AGREGACION DE PARQUES EOLICOS CON CAPACIDAD DE REGULACION DE FRECUENCIA.**

A nivel mundial existe un creciente aumento en la penetración de energías renovables no convencionales, específicamente la energía eólica que representa un 50,9% de la energía producida por este tipo de fuentes a nivel mundial. El caso de Chile no es la excepción debido a que hasta marzo del 2015 la energía eólica representaba un 39,8%(892 MW) de la capacidad instalada de energía renovable no convencional, siendo esta la de mayor participación de este tipo de energía.

Debido a lo anterior, y al impacto que generan este tipo de parques tanto en la operación como en el comportamiento dinámico del sistema, cobra importancia los estudios dinámicos que modelen de forma correcta el comportamiento de los parques eólicos. Para poder realizar esto se utilizó un sistema pequeño de 9 barras (IEEE 9 Bus System), al que se le agregó un parque eólico de 100 MW con capacidad para aportar al control primario de frecuencia. El método utilizado para que el parque pudiese aportar al control de la frecuencia consiste en la operación “*deload*” de la turbina en conjunto con un control “*droop*”. Este último modifica la consigna de potencia entregada al convertidor de forma proporcional a las variaciones de la frecuencia, mientras que la operación “*deload*” implica la conservación de un margen de reserva de potencia para las distintas turbinas.

El estudio dinámico es realizado mediante el software Digsilent en el cual se simulan distintos niveles de agregación de las turbinas del parque eólico de manera de observar tanto el comportamiento dinámico del sistema, como el tiempo que le toma al software simular los distintos casos.

Los resultados obtenidos muestran que al simular un mayor número de turbinas en el parque existe un fuerte aumento del tiempo de simulación. El caso donde se simulan la totalidad de las turbinas del parque de forma separada, es 27 veces más lento que el caso en que se simula el parque como una sola gran turbina. Por otro lado, al simular un mayor número de turbinas se observan fenómenos como la desconexión de turbinas que no son capaces de entregar la potencia requerida por el controlador para el aporte a la regulación de la frecuencia. Esto conlleva a que exista una diferencia en el comportamiento de la frecuencia ante los distintos casos y por ende, exista un compromiso entre el tiempo de simulación y la precisión de la simulación.

# Tabla de contenido

Capítulo 1 Introducción .....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos .....	1
1.3. Objetivos específicos .....	2
1.4. Alcances .....	2
1.5. Estructura del trabajo.....	2
Capítulo 2 Revisión bibliográfica .....	4
2.1. Comportamiento del viento .....	4
2.1.1. Potencia contenida en el viento .....	4
2.1.2. Efecto estela .....	5
2.1.3. Efecto estela en configuración compleja de turbinas.....	7
2.2. Control de frecuencia para una turbina .....	8
2.2.1. Controlador de aporte inercial [8].....	8
2.2.2. Control mediante la operación en un punto suboptimo [12].....	12
2.3. Control de frecuencia centralizado.....	13
2.3.1. Control de óptimo de parque .....	14
2.3.2. Control de potencia centralizado .....	15
Capítulo 3 Metodología .....	17
3.1. Revisión bibliográfica .....	17
3.2. Medición de viento .....	18
3.3. Definición de parque eólico.....	18
3.4. Generación series de viento .....	18
3.5. Estudio dinámico.....	21
Capítulo 4 Modelación dinámica .....	24
4.1. Modelo del generador eólico DFIG .....	24
4.1.1. Modelo aerodinámico .....	25
4.1.2. Modelo mecánico.....	26
4.1.3. Modelo del generador.....	27
4.1.4. Electrónica de potencia y controladores .....	28

4.1.5. Control de pitch.....	30
4.2. Modelación en Digsilent .....	31
4.2.1. Incorporación de la operación en un punto suboptimo .....	33
Capítulo 5 Resultados y análisis .....	36
5.1. Desempeño de los controladores .....	36
5.1.1. Estatismo .....	36
5.1.2. “ <i>Deload</i> ” .....	39
5.1.3. “ <i>Droop</i> ”+ “ <i>Deload</i> ”.....	40
5.2. Funcionamiento del parque.....	42
5.2.1. Serie de viento .....	42
5.2.2. Generación del parque eólico .....	44
Capítulo 6 Conclusiones .....	49
Capítulo 7 Bibliografía .....	51
Capítulo 8 Anexos .....	55

## Índice de tablas

Tabla 1 Despacho del sistema .....	23
Tabla 2 Variables del modelo dinámico de la turbina eólica.....	24
Tabla 3 Variables de modelo aerodinámico de la turbina.....	27
Tabla 4 Significado de las variables del modelo DFIG .....	28
Tabla 5 Significado de las variables del modelo DFIG .....	31
Tabla 6 Descripción de los bloques incluidos en el modelo DFIG de Digsilent .....	32
Tabla 7 Significado de las variables definidas en la implementación del sistema de control .....	34
Tabla 8 Índices de despeno del “ <i>deload</i> ” .....	40
Tabla 9 Sensibilidad del índice de expansión .....	43
Tabla 10 Sensibilidad de la distancia entre turbinas .....	43

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Columna de aire.....	4
Ilustración 2 Modelo para una turbina N.O. Jensen [7] .....	6
Ilustración 3 Modelo multi turbina [7].....	8
Ilustración 4 Control de Inercia oculta [9] .....	9
Ilustración 5 Control de reserva rápida [9].....	10
Ilustración 6 Control mediante estatismo [9] .....	11
Ilustración 7 Funcionamiento de un punto sub óptimo de potencia [13].....	12
Ilustración 8 Control mediante la operación en un punto suboptimo [9].....	13
Ilustración 9 Control Propuesto [15] .....	15
Ilustración 10 Control de frecuencia utilizado.....	15
Ilustración 11 Esquemático de control del parque eólico .....	16
Ilustración 12 Diagrama metodológico .....	17
Ilustración 13 Distribución de las turbinas en el parque, caso base .....	18
Ilustración 14 Diagrama de bloque generación de la serie de veinte .....	19
Ilustración 15 IEEE 9 bus test system .....	22
Ilustración 16 Caso de 38 turbinas.....	23
Ilustración 17 Modelo DFIG.....	24
Ilustración 18 Modelo mecanico la turbina eólica [22].....	26
Ilustración 19 Modelo máquina de inducción doblemente alimentada [21] .....	27
Ilustración 20 Diagrama de la interfaz AC/DC/AC [20].....	29
Ilustración 21 Esquema de control de los convertidores .....	30
Ilustración 22 Esquema de control de pitch.....	31
Ilustración 23 Frame del DFIG implementado en Digsilent .....	32
Ilustración 24 Diagrama de bloques del lazo de control de operación en un punto suboptimo.....	33
Ilustración 25 Definición del bloque “droop” .....	35
Ilustración 26 Señal de la potencia adicional que debe entregar el parque .....	36
Ilustración 27 Potencia entregada por el parque eólico.....	37
Ilustración 28 Velocidad de la turbina.....	37
Ilustración 29 Frecuencia del sistema .....	38
Ilustración 30 Potencia ante distintos “deload”s .....	39
Ilustración 31 Velocidad ante distitos “deload”s .....	40
Ilustración 32 Potencia de la turbina ante distintos “deload”s .....	41
Ilustración 33 Veloicidadad del rotor de la turbina ante distintos “deloads” .....	41
Ilustración 34 Series de viento generadas .....	43
Ilustración 35 Generación del parque para los distintos escenarios .....	45
Ilustración 36 Evolución de la frecuencia para los distintos escenarios .....	45

Ilustración 37 Evolución de la frecuencia .....	46
Ilustración 38 Tiempo de simulación para los distintos escenarios .....	46
Ilustración 39 Índice de desempeño.....	47

# Capítulo 1 Introducción

## 1.1. Motivación

Actualmente existe una creciente penetración de la ERNC buscando la reducción de emisiones de  $CO_2$ , lo que se ve reflejado en la existencia de países como Dinamarca, Portugal y España donde más de un 20% de su generación eléctrica proviene de fuentes renovables no convencional. Durante el año 2013, un 5,3% de la energía mundial fue generada mediante ERNC (Energías Renovables No Convencionales), siendo la energía eólica la que realizó un mayor aporte llegando a 2,7% de la energía producida a nivel mundial [1].

Chile no es la excepción respecto de la tendencia mundial de reducir la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética y aumentar las ERNC. En particular la ley 20.698 define que un 20% de los retiros del sistema eléctrico debe ser suministrado por ERNC al año 2025. La energía eólica es la ERNC que toma mayor protagonismo a nivel país con una capacidad instalada de 892 MW hasta marzo del 2015, lo que representa un 39,8% de la capacidad instalada de ERNC a esa fecha [2]. Por otro lado se tiene que hasta marzo del 2015 la energía eólica ha generado 309,5 GWh, lo cual representa un 2,33% de la energía total generada en Chile durante el 2015 [2], [3].

En vista del sostenido aumento de la participación de la energía eólica y del impacto que tiene este tipo de parques tanto en la operación como en la dinámica del sistema Es que cobra importancia el realizar estudios dinámicos que sean ajustados a la realidad y modelen de forma correcta el comportamiento de los parques eólicos. Es por esto que con esta memoria se busca poder determinar el nivel de detalle necesario para la simulación de este tipo de parque, de manera de poder tener resultados que sean ajustados a la realidad.

## 1.2. Objetivos

En esta memoria se estudia el efecto de diferentes niveles de agregación de las turbinas eólicas existentes al interior de un parque en el desempeño dinámico del sistema. Concretamente se analiza el impacto en la respuesta en frecuencia del sistema de un parque eólico con capacidad de regulación de frecuencia ante distintos niveles de detalle en la agregación de las turbinas.



### **1.3. Objetivos específicos**

Para el desarrollo de este trabajo se deberá cumplir con los siguientes objetivos específicos

- Revisión de diferentes estrategias de control de frecuencia para turbinas eólicas.
- Revisión de diferentes estrategias de control de frecuencia a nivel de parque eólico.
- Implementar un algoritmo para, a partir de una única serie de datos de viento, generar varias series de datos de forma de utilizarlas en las diferentes turbinas de un parque considerando el efecto estela.
- Modelación dinámica de un parque eólico predefinido utilizando distintos niveles de agregación de las turbinas que lo componen.
- Determinación del número óptimo de turbinas a simular, considerando precisión y esfuerzos computacionales.

### **1.4. Alcances**

Este trabajo tiene como finalidad el evaluar la diferencia en el número de turbinas simuladas a nivel dinámico para un parque eólico tipo, en un sistema de prueba como es el *IEEE 9 Bus System*. Para el parque se definió que las turbinas siempre reciben el viento de forma perpendicular, de forma que se extrajera lo máximo posible de la potencia del viento. En este trabajo no se estudió la interacción existente entre los cables y las turbinas, de forma de tener un parque simplificado.

Para la modelación dinámica de los generadores eólicos y sus controladores, se utiliza el modelo del generador de inducción doblemente alimentado con una potencia nominal de 2MW. Esto debido a que este tipo de generadores es lo más usado en la actualidad.

### **1.5. Estructura del trabajo**

La presente memoria se encuentra organizada en 7 capítulos más anexos. El contenido de ellos se presenta a continuación.

El primer capítulo corresponde a la introducción a la memoria en donde se presenta la motivación del trabajo, los objetivos generales y los objetivos específicos perseguidos, los alcances del trabajo y finalmente la estructura que tendrá este mismo.

En el capítulo 2 se desarrollan los fundamentos teóricos sobre los cuales se basa el trabajo, tales como la potencia contenida en el viento, el efecto estela y las estrategias de control para que los parques eólicos puedan aportar al control de la frecuencia del sistema.

En el capítulo 3 se detalla la metodología utilizada para alcanzar los objetivos planteados en la memoria.

En el capítulo 4 se describen los modelos dinámicos del aerogenerador, sus controladores, inversores. Y los bloques implementados de manera de implementar el aporte al control primario de frecuencia.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas.

En el capítulo 6 se desarrollan las conclusiones más importantes sobre el trabajo realizado.

El capítulo 9 corresponde a las referencias utilizadas en la memoria

Finalmente en la última sección se presentan los anexos, en donde se presentan algunos tópicos no tratados en la memoria

## Capítulo 2 Revisión bibliográfica

### 2.1. Comportamiento del viento

A continuación se detallan algunos de los efectos que son determinantes de tener en cuenta para la modelación de un parque desde el punto de vista del recurso eólico, de forma de modelar correctamente la inyección total de energía al sistema electrónico de potencia (SEP)

#### 2.1.1. Potencia contenida en el viento

En esta sección se determina la potencia que es igual a la tasa de cambio de la energía cinética, es decir:

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (1)$$

En vista de lo anterior es que es necesario definir la energía cinética contenida en el viento, para esto se define una columna de aire que se mueve a una velocidad constante  $\vec{v}$  como la que se muestra en la Ilustración 1.

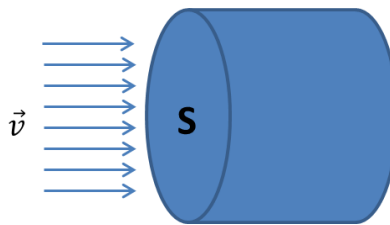


Ilustración 1 Columna de aire

La energía cinética queda definida por la Ecuación ( 2 ), donde  $m$  representa la masa de la columna.

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2)$$

Si se reemplaza la Ecuación ( 1 ) en ( 2 ) se obtiene:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} m v^2 \right) \quad (3)$$

Por regla de la cadena  $\left( \frac{d}{dt} (u * v) = u \left( \frac{dv}{dt} \right) + v \left( \frac{du}{dt} \right) \right)$  se tiene que:

$$P = \frac{1}{2} \left( \frac{d}{dt} m v^2 \right) = \frac{1}{2} \left( 2mV \frac{dV}{dt} + v^2 \frac{dm}{dt} \right) \quad (4)$$

Al asumir que la velocidad es constante  $\left( \frac{dv}{dt} = 0 \right)$

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (5)$$

Si se define la sección de la columna como S y la densidad del aire como  $\rho$ , el flujo de masa será:

$$\dot{m} = \rho S v \quad (6)$$

Remplazando la Ecuación ( 6 ) en la Ecuación ( 5 ) se tiene que la potencia de la columna es:

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (7)$$

Donde se puede observar que la potencia tiene una fuerte dependencia de velocidad del viento, producto que ésta se encuentra elevada al cubo. Es por esto que modelar la interacción entre las distintas turbinas del parque toma una gran relevancia, debido a que esto afecta la velocidad que recibe cada turbina del parque.

### 2.1.2. Efecto estela

Al pasar el viento por las aspas de las turbinas eólicas, estas extraen parte de energía contenida en el viento. Por tanto la velocidad del viento se ve disminuida al pasar por el rotor de una turbina y los niveles de turbulencia del viento aumentan. Lo anterior

produce que en un parque eólico turbinas que se encuentran aguas arriba reciban una velocidad de viento mayor que las que se encuentran aguas abajo. Esto toma relevancia debido a que existe una fuerte dependencia de la potencia del viento con la velocidad de este mismo. [4], [5] El modelar el efecto estela permitirá obtener una expresión que relacione la velocidad del viento que recibe cada una de las turbinas del parque. En específico relacionar las turbinas que se encuentran aguas arriba con las que se encuentran aguas abajo.

### 2.1.2.1. Modelo de efecto estela N.O. Jensen

En este modelo se asume que el efecto estela aumenta su radio de acción linealmente conforme se aleja de la turbina, como se observa en la Ilustración 2. De manera de poder determinar el valor que tiene el viento que recibe la turbina aguas abajo ( $v_1$ ), es que se realiza un balance del momentum del viento como se observa en la Ecuación ( 8 ) [6].

$$\pi r_0^2 u + \pi(r^2 - r_0^2)v_0 = \pi r^2 v_1, \text{ donde } r = r_0 + \alpha x \quad (8)$$

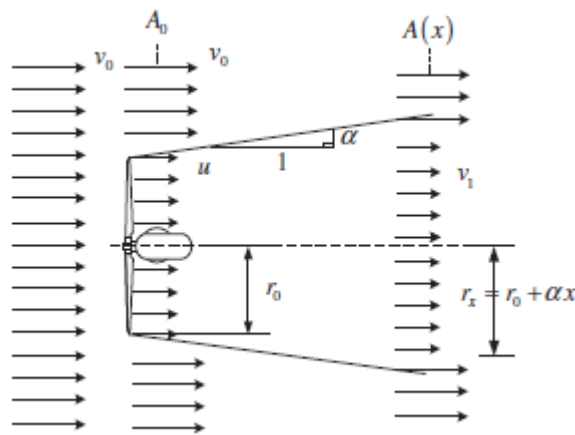


Ilustración 2 Modelo para una turbina N.O. Jensen [7]

Donde  $v_0$  la velocidad del viento incidente en la turbina,  $u$  representa la velocidad del viento inmediatamente después de la turbina),  $r_0$  representa el radio del rotor,  $x_0$  la distancia entre la turbina y donde se quiere tener obtener la velocidad del viento ( $v_1$ ) y el parámetro  $\alpha$  representa con qué velocidad incrementa el efecto estela con la distancia y se calcula de la siguiente manera:

$$\alpha = \frac{1}{2 \ln \left( \frac{z}{z_0} \right)} \quad (9)$$

Donde  $z$  es la altura de la turbina que genera la estela y  $z_0$  representa la rugosidad superficial. Al definir  $u = \frac{1}{3}v_0$  y remplazarlo en la Ecuación ( 8 ) se tiene que:

$$v_1 = v_0 \left( 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{r_o^2}{r_o^2 + \alpha x_o} \right) \right) \quad (10)$$

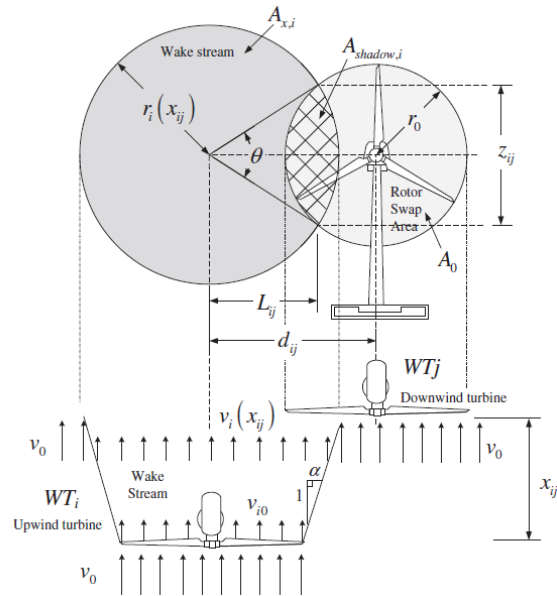
### 2.1.3. Efecto estela en configuración compleja de turbinas

Para calcular el efecto estela con una configuración compleja de turbinas es necesario calcular los efectos que generan las turbinas que se encuentran aguas arriba sobre la turbina aguas abajo. Para esto es necesario determinar el área del rotor que se ve afectada por la turbina que se encuentra aguas arriba, el área afectada se denomina área sombreada como se muestra en la Ilustración 3. En el caso que los rotores sean de igual diámetro es posible utilizar la relación trigonométrica de la Ecuación ( 11 )

$$A_{sombrada,i} = [r_j(x_{i,j})]^2 \cos^{-1} \left( \frac{L_{i,j}}{r_i(x_{i,j})} \right) + r_o^2 \cos^{-1} \left( \frac{d_{i,j} - L_{i,j}}{r_i(x_{i,j})} \right) - d_{i,j} z_{i,j} \quad (11)$$

$$v_j(x_{i,j}) = v_i \left[ 1 - \sum_{i=1}^n (1 - \sqrt{1 - C_T}) \left( \frac{r_o}{r} \right)^2 \frac{A_{sombrada,i}}{A_0} \right] \quad (12)$$

Debido a que las turbinas en el parque se ven afectadas por múltiples estelas de turbinas aguas arriba y en distintos grados de sombreado, se hace necesario el poder combinar el efecto que generan individualmente estas turbinas y obtener una velocidad que represente la suma de los distintos efectos estela. Esto se puede realizar mediante distintas aproximaciones tales como la suma geométrica y superposición lineal, balance de energía, conservación de momentum, etc.



**Ilustración 3 Modelo multi turbina [7]**

Debido a que el foco de esta memoria no es la modelación en detalle del efecto estela al interior del parque eólico, es que se utilizará el modelo N.O. Jensen para determinar la velocidad de las turbinas ubicadas aguas abajo.

## 2.2. Control de frecuencia para una turbina

Producto del paulatino aumento en las exigencias operacionales impuestas en los parques eólicos en el mundo es que se han comenzado a desarrollar distintas estrategias de control para el aporte a la regulación de frecuencia de los sistemas de potencia. A continuación se presentan algunas de ellas.

### 2.2.1. Controlador de aporte inercial [8]

En la literatura se encuentran 3 formas principales de emular la respuesta inercial que tienen las maquinas convencionales, esto gracias a la flexibilidad que presentan las turbinas conectadas mediante convertidor y la rápida respuesta de los mismo.

#### A. Inercia oculta

Este primer enfoque consiste en emular el aporte inercial que realizan los generadores síncronos, mediante la utilización de la energía cinética que se encuentra almacenada en las masas rotantes. En los generadores convencionales el aporte de energía ante un desbalance de la red se produce de manera natural, siendo este regido por la ecuación de movimiento:

$$2H * \frac{d\omega_{sys}}{dt} = T_m - T_e \quad (13)$$

Donde  $\omega_{sys}$  representa la frecuencia del sistema,  $T_m$  el torque mecánico,  $T_e$  el torque eléctrico y  $H$  la constante de inercia que viene dada por:

$$H = \frac{J\omega_{sys}^2}{2S} \quad (14)$$

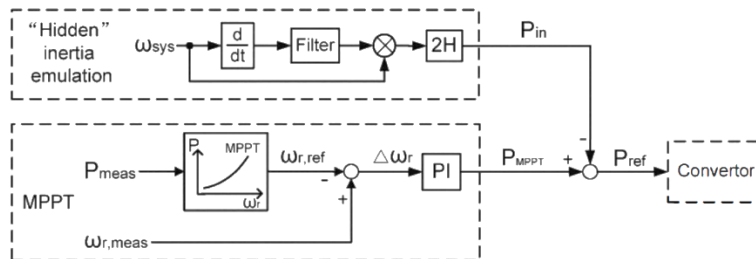
Por otro lado la potencia que puede ser extraída de las masas rotantes queda definida por la derivada de la energía cinética almacenada en estas, como se muestra a continuación:

$$P = \frac{dE_{cinetica}}{dt} = J \cdot \omega \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (15)$$

Al remplazar la Ecuación ( 14 ) en la Ecuación ( 15 ) se tiene:

$$P_{pu} = 2 \cdot H \cdot \omega_{pu} \cdot \frac{d\omega_{pu}}{dt} \quad (16)$$

Debido a la conexión mediante convertor de las turbinas eólicas éstas no reaccionan ante cambios de frecuencia de la red. Es por esto que este esquema de control (ver Ilustración 4) busca recuperar la inercia natural del rotor de la turbina eólica de velocidad variable, mediante un aumento en la consigna de potencia entregada al convertor y una posterior desaceleración del rotor. La señal que modifica la potencia activa dada por el control viene dada por la Ecuación ( 17 ), que relaciona la energía cinética almacenada(Ecuación ( 16 )) con los cambios en la frecuencia del sistema.



**Ilustración 4 Control de Inercia oculta [9]**



$$P_{in} = 2H * \omega_{sys} * \frac{d\omega_{sys}}{dt} \quad (17)$$

Este tipo de control permite disminuir la máxima tasa de cambio y el mínimo de la frecuencia que alcanza el sistema, debido a la gran cantidad de energía cinética que liberan las turbinas eólicas en los instantes posteriores al desbalance de potencia. Este control permite una respuesta más rápida que la de los generadores convencionales producto de las bajas constantes de tiempo que tienen los convertidores.

### B. Control de reserva de respuesta rápida [10]

Una segunda aproximación consiste en implementar un control que ante una desviación de la frecuencia aumente la consigna de potencia activa en un valor constante durante un tiempo definido, el valor constante se define de manera proporcional a la potencia despachada. Este esquema al igual que el mencionado anteriormente extrae la potencia cinética almacenada en las masas rotantes de la turbinas eólicas, para luego entrégasela al sistema. En la Ilustración 5 se observa que el control interviene la velocidad del rotor entregada por el esquema de seguimiento de máxima potencia (MPPT), basándose en los parámetros  $P_{const}$  y  $t$ .

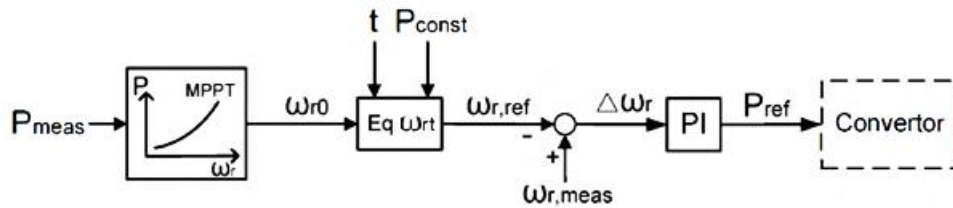


Ilustración 5 Control de reserva rápida [9]

Para la implementación de este lazo de control, es necesaria la definición de la relación existente entre la variación de la velocidad del rotor y la potencia extra que se va a entregar. En la Ecuación ( 18 ) se observa que dicha relación se traduce en la diferencia entre la energía cinética inicial y la final del rotor, lo cual corresponde al trabajo mecánico que es utilizado por el convertor para inyectar  $P_{const}$ .

$$P_{const} * t = \frac{1}{2}J(\omega_{r0}^2 - \omega_{rt}^2) \quad (18)$$

En donde  $\omega_{r0}$  representa la velocidad del rotor antes de la falla y  $\omega_{rt}$  la velocidad de referencia del rotor para el instante  $t$ . Al despejar  $\omega_{rt}$  se obtiene que:

$$\omega_{rt} = \sqrt{\omega_{r0}^2 - \frac{2P_{const}}{J} t} \quad (19)$$

Este esquema al igual que el presentado en la sección anterior tiene bajos tiempo de respuesta debido a la rápida acción del convertor. Adicionalmente no requiere que la turbina mantenga reservas de potencia, ya que la energía es extraída de las masas rotantes. Por otro lado este control al entregar una potencia adicional constante durante un tiempo determinado, su respuesta no depende del comportamiento de la red si no de la potencia que está entregando la turbina eólica.

### C. Control mediante estatismo [11]

Este tipo de controlador replica el regulador de velocidad con estatismo que tienen las maquinas síncronas, es decir donde la variación de potencia activa es proporcional a la desviación de la frecuencia como se muestra en la Ecuación ( 19 ).

$$\Delta P = P_1 - P_0 = -\frac{\Delta f}{R_{wt}} \quad (20)$$

En donde  $R_{wt}$  representa el estatismo, la cual es equivalente a la que se le asigna a los generadores convencionales para el CPF. El estatismo usualmente tiene un valor cercano al 5% dependiendo de la normativa de cada país.

Este control tiene la ventaja de ser de rápida acción y reducir el valor mínimo que alcanza la frecuencia durante el transiente, debido a que la acción de control es realizada por el convertor y la potencia adicional es extraída de las masas rotantes. Además este esquema tiene una fácil implementación, como se puede apreciar en la Ilustración 6.

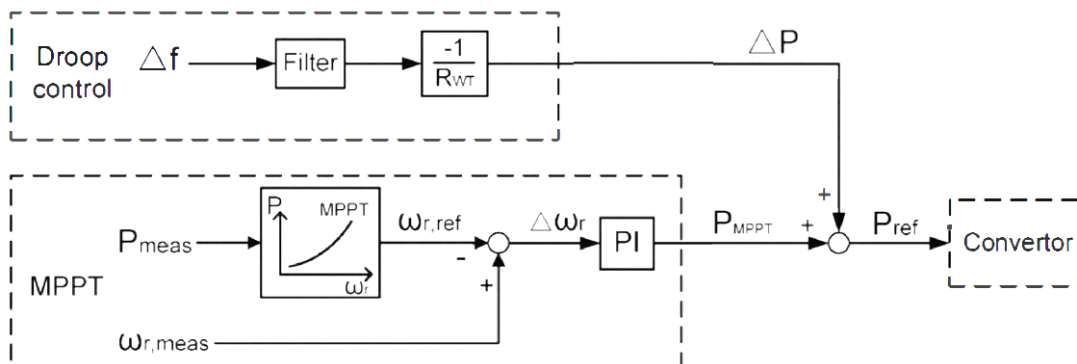


Ilustración 6 Control mediante estatismo [9]

Al implementar este control se debe tener la precaución del tiempo en que se encuentra activo, ya que al ocurrir una falla prolongada puede producir que la turbina eólica entregue toda su energía cinética almacenada y por ende que esta se detenga (al igual que en los esquemas presentados anteriormente). Esto ocurre debido a que al no existir un margen de reserva de potencia, las turbinas solo pueden aportar al sistema con la energía almacenada en sus masas rotantes. Por otro lado se debe tener en cuenta que una vez ocurrida la falla las turbinas eólicas entran en una fase de recuperación del punto de eficiencia generando una segunda caída en la frecuencia [9]. Esto debido a que la maquina debe acelerarse de manera de recuperar el punto de eficiencia y esto lo realiza obteniendo energía de la red.

### 2.2.2. Control mediante la operación en un punto subóptimo [12]

En este controlador se busca mantener un margen de reserva de potencia y por ende que en régimen permanente la maquina entregue una menor potencia que la que define el punto óptimo de operación. Esto para que la turbina eólica pueda aportar a la regulación de frecuencia después de la falla sin generar caídas posteriores de la frecuencia. Para la realización de lo anterior existen 3 enfoques, el primero consiste en regular el ángulo de pitch de manera que la velocidad del rotor sea la óptima. Una segunda opción consiste en operar la turbina a una velocidad menor (Underspeeding) o mayor (Overspeeding) que la velocidad optima asociada a la MPPT. Una tercera estrategia consiste en la combinación de las estrategias antes mencionadas. El implementar esta estrategia representa un costo económico debido a que el parque debe mantener una reserva de potencia, lo que se traduce en una reducción de la energía vendida al sistema eléctrico.

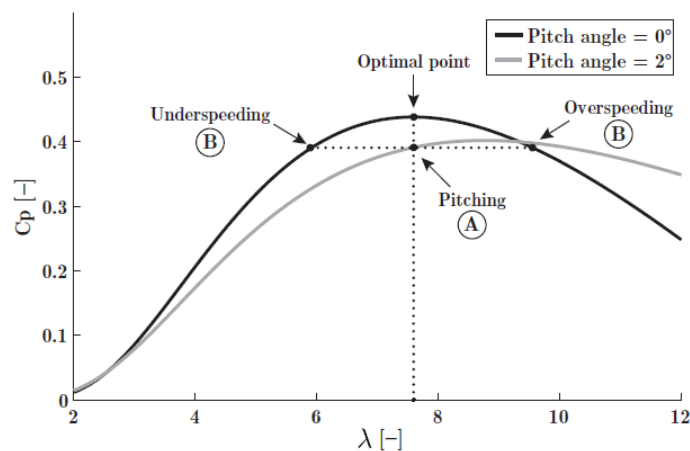
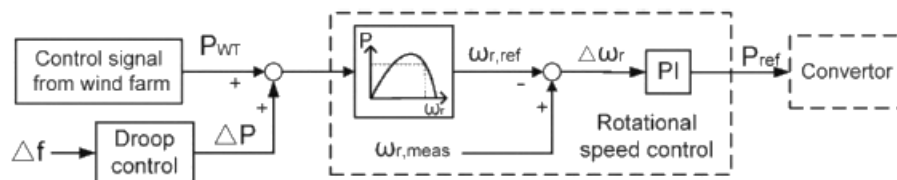


Ilustración 7 Funcionamiento de un punto sub óptimo de potencia [13]

El implementar un control que modifique el ángulo de pitch para tener reservas de potencia implica un mayor desgaste en las piezas mecánicas de la turbina, debido a que este control está diseñado para un uso solo en caso de vientos de alta velocidad y no para un uso permanente. A lo anterior se suma que este es de acción lenta cualidad no deseada para un control de frecuencia [14]. Debido a lo anterior, la literatura se enfoca en el control donde la turbina se encuentra a una velocidad superior a la óptima. Esto producto de que al entregar potencia adicional al sistema la turbina eólica disminuye su velocidad del rotor desplazándose desde punto B al punto de operación óptima como se puede observar en la Ilustración 7. Lo que se traduce en que la turbina eólica no solo aporta una mayor cantidad de potencia debido que a la turbina operará en un punto óptimo, sino que existe un aporte adicional producto de la liberación de energía cinética por la disminución de la velocidad del rotor. Es importante destacar que debido a que la turbina se encuentra funcionando a una velocidad superior a la óptima, es que pueden producirse complicaciones al existir vientos con velocidades muy altas.



**Ilustración 8 Control mediante la operación en un punto subóptimo [9]**

Este esquema modifica la curva de la MPPT entregando al control de velocidad una velocidad distinta a la óptima, para que luego el control de velocidad le entregue una potencia de referencia menor a la óptima al convertor. En el caso de *overspeed* se entregará una velocidad mayor a la óptima, es decir se acelerará la máquina. En el caso de *underspeed* se entregará una velocidad menor a la óptima y por ende la máquina entregará una potencia menor dejando así un margen de potencia.

Para el desarrollo de esta memoria se implementará un control que opere de la turbina en un punto subóptimo con una velocidad mayor a la óptima, debido a que este permite un funcionamiento permanente ante desviaciones en la frecuencia.

### 2.3. Control de frecuencia centralizado

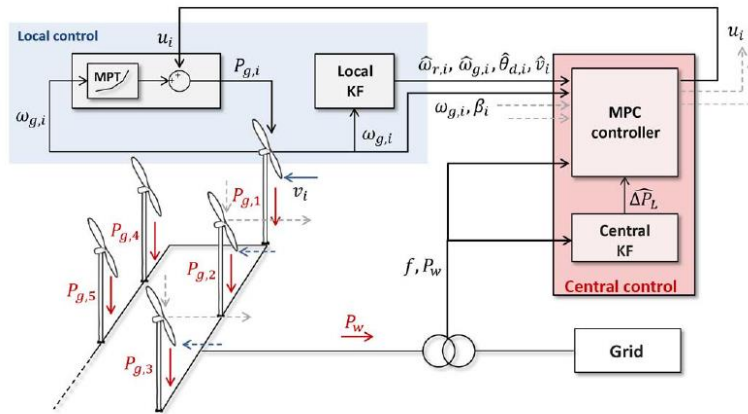
En los parques eólicos las turbinas tienden a encontrarse a grandes distancias la una de la otra, debido a que al diseñarlos se busca minimizar que las turbulencias producidas por una turbina afecte al resto del parque y por ende maximizar la generación del

parque. Debido a esto las turbinas eólicas del parque pueden encontrarse funcionando bajo distintas condiciones de operación, y por ende estas no pueden aportar de igual manera ante una desviación de la frecuencia del sistema. Ante esto es que nacen esquemas de control de manera centralizada que buscan optimizar la respuesta del parque ante fallas en base de las condiciones de operación de las distintas turbinas. A continuación se muestran algunas de ellas:

### 2.3.1. Control de óptimo de parque

Este control combina dos técnicas para su implementación, el MPC (Model Predictive Control) y filtros de Kalman. Esto de manera de poder estimar las variaciones de frecuencia y las condiciones de operación de cada turbina del parque, como se observa en la Ilustración 9. Una vez que el control procesa la información recibida, define el punto de operación óptimo de cada turbina, de manera que estas puedan aportar de manera eficiente al control de frecuencia sin superar sus límites de operación.

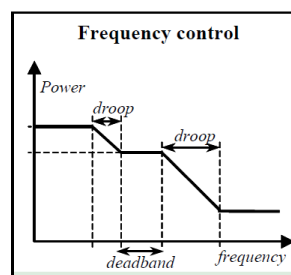
En primer lugar es necesaria la implementación de un filtro de Kalman que mediante mediciones se encarga de estimar las variaciones futuras del sistema, de manera de poder anticipar la existencia de fallas en el sistema. A su vez es necesaria la implementación de un set de filtro de Kalman que estimen para cada turbina la velocidad angular del rotor ( $\hat{\omega}_{r,i}$ ), la velocidad angular de generador ( $\hat{\omega}_{g,i}$ ), el ángulo de torsión del eje de acople ( $\hat{\theta}_{a,i}$ ) y la velocidad del viento ( $\hat{v}_i$ ). Luego las distintas estimaciones de los filtros de Kalman son enviadas al MPC, en conjunto con las mediciones de la velocidad angular de cada generador ( $\omega_{g,i}$ ) y el ángulo de pitch de cada turbina ( $\beta_i$ ). Una vez procesada toda esta información, en caso que se detecte alguna falla, el MPC envía el valor  $\Delta P_i$  que debe aportar de manera individual cada turbina.



**Ilustración 9 Control Propuesto [15]**

### 2.3.2. Control de potencia centralizado

Este sistema de control consta de dos niveles que se comunican entre sí, donde el nivel superior se encarga de realizar el control de frecuencia, mediante la determinación de la potencia extra que se entregará al sistema y posteriormente la distribución del aporte de potencia activa que realizará cada turbina (Ilustración 11). El control de frecuencia que se utiliza es en base a estatismo, de manera que la potencia entregada a la red sea sensible a los cambios de frecuencia de esta misma, tal y como se muestra en la Ilustración 10.

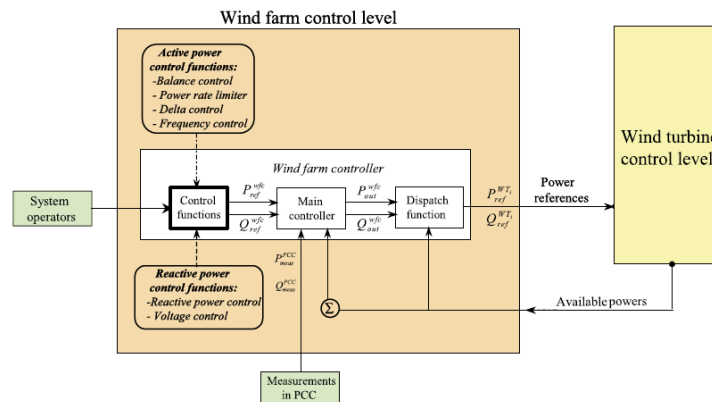


**Ilustración 10 Control de frecuencia utilizado**

Para poder determinar cuanta potencia adicional debe entregar cada turbina se debe implementar una función de despacho. La función utilizada en este control realiza una repartición proporcional respecto al viento que se encuentra recibiendo cada turbina. Para esto asigna un peso según el viento que recibe cada turbina, de manera que las turbinas que reciban mayor cantidad de viento aporten más potencia al sistema. En la

Ecuación ( 21 ) se muestra la función de despacho donde  $N(V_w)$  representa el número de turbinas que están recibiendo un viento que se encuentra en el rango  $V_w$  y  $W(V_w)$  representa el peso que se le da al rango  $V_w$ .

$$P_{wi} = P_{total} \frac{W(V_m) * N(V_m)}{\sum_{V_m} W(V_m) * N(V_m)} * \frac{1}{N(V_m)} \quad ( 21 )$$



**Ilustración 11 Esquemático de control del parque eólico**

El modelar un control central del parque permite poder realizar una repartición óptima de la potencia a aportar para el CPF, lo cual se traduce en que las turbinas tengan una reacción distinta entre ellas dependiendo de las condiciones dinámicas y la velocidad del viento que reciben. Es decir que la respuesta del parque se ajuste dinámicamente al estado de las distintas turbinas del parque. Por otro lado la estrategia presentada en la Sección 2.3.1 tiene la ventaja de estimar las posibles variaciones de la frecuencia y por ende anteponerse a esta, mientras por otro parte su implementación es más compleja frente al mencionado en esta misma sección o el presentado en las secciones anteriores.

## Capítulo 3 Metodología

En la Ilustración 12 se muestra el diagrama de bloques que detalla la metodología utilizada en esta memoria.

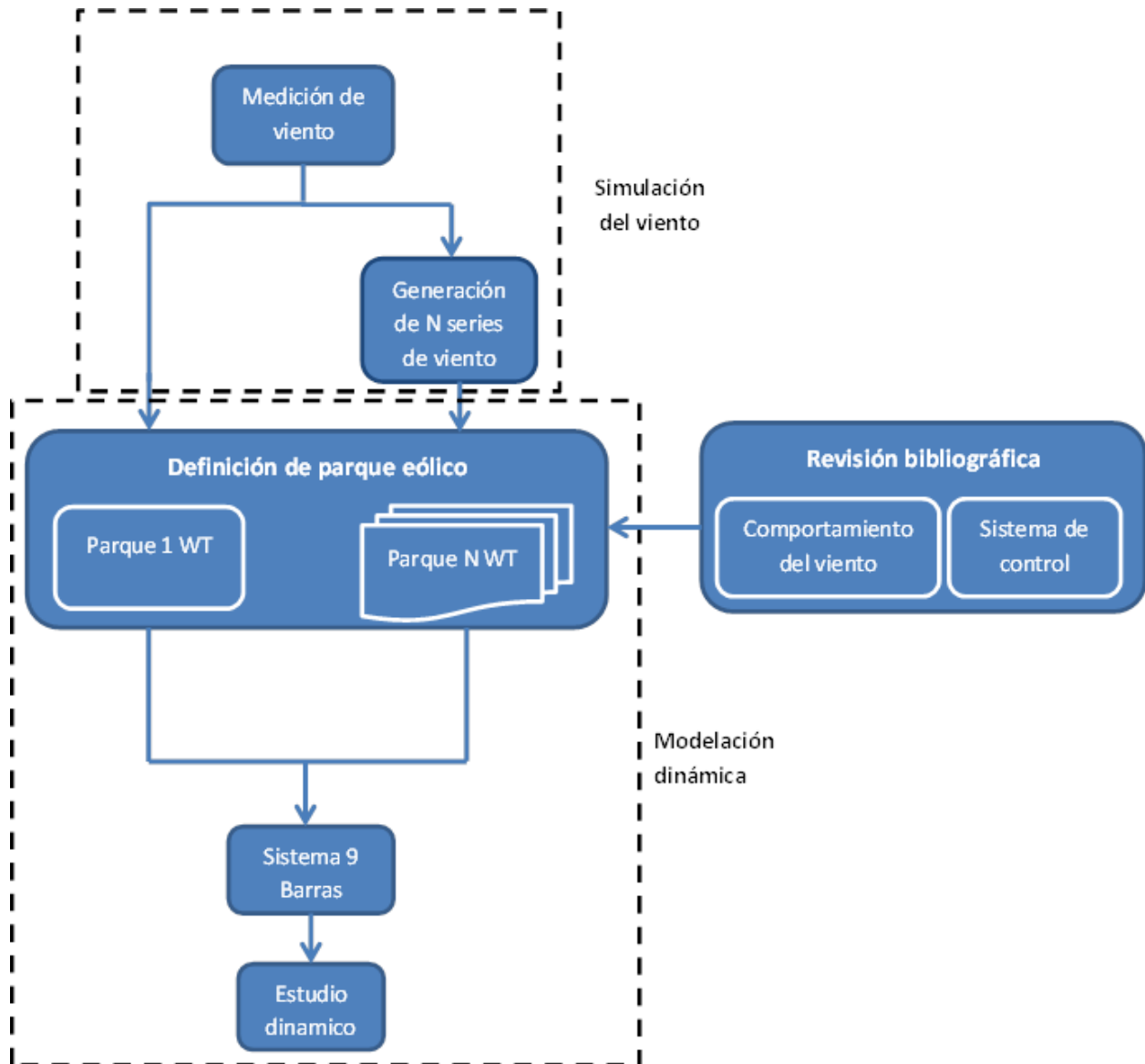


Ilustración 12 Diagrama metodológico

### 3.1. Revisión bibliográfica

En esta primera etapa se investigan los distintos fenómenos que afectan el comportamiento del parque desde un punto de vista del viento y la forma de generar series de viento adecuadas para distintas zonas del parque en base a una única serie



de viento. También, se recopiló información sobre las distintas formas que se proponen en la literatura para aportar al control de frecuencia de los aerogeneradores, tanto de manera individual de cada turbina como a nivel de parque.

### 3.2. Medición de viento

Se utilizó las mediciones realizadas por el Ministerio de Energía en la zona de Sierra Gorda Este entre septiembre del 2011 y marzo del 2013 con una estación de medición de 80 metros [16]

### 3.3. Definición de parque eólico

Se definió que se iba a utilizar un parque eólico de 100 MW. Por otra parte, se decidió utilizar un tipo representativo de aerogenerador, por tanto se utilizó una máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) de 2MW. En vista de esto es que el parque debía tener 50 turbinas, las cuales se distribuyeron en 10 columnas cada una con 5 turbinas como se muestra en la Ilustración 13.

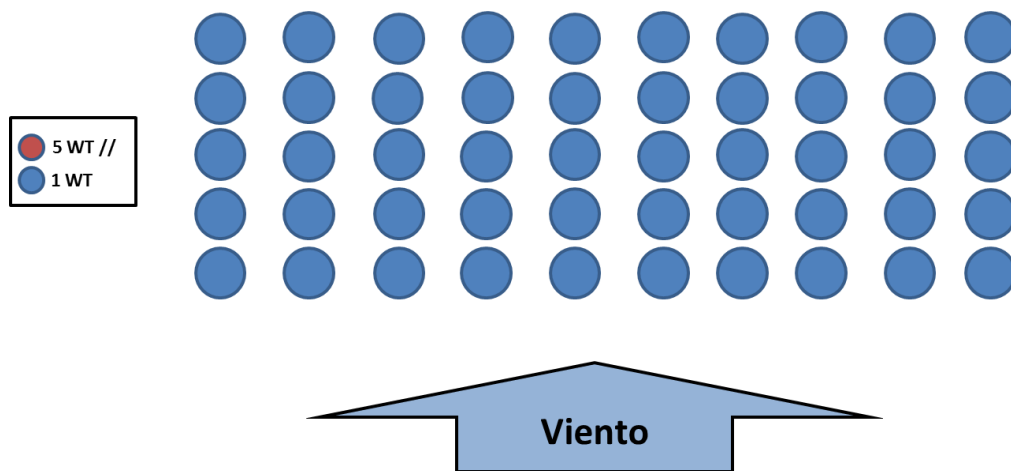
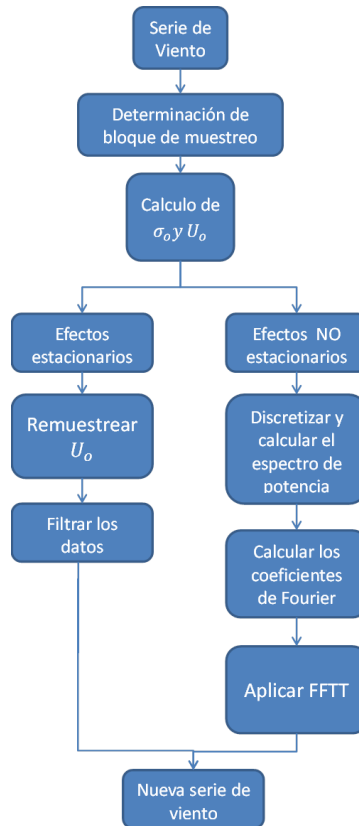


Ilustración 13 Distribución de las turbinas en el parque, caso base

### 3.4. Generación series de viento

Para poder generar las series de viento que recibirá cada turbina del parque, se utilizó una metodología que combina los datos estadísticos de la serie del viento con datos simulados como se muestra en la Ilustración 14.



**Ilustración 14 Diagrama de bloque generación de la serie de veinte**

La metodología utilizada divide las variaciones del viento en dos: las estacionarias y las no estacionarias. Para representar las variaciones estacionarias es necesario definir un periodo mayor al de muestreo ( $T_{lento}$ ), de manera de poder detectar cambios lentos como los fenómenos diarios o estacionales. Una vez definido  $T_{lento}$ , la serie de datos queda definida por  $J$  bloques  $\left(\frac{(N^{\circ} \text{ de datos}) \cdot T_{original}}{T_{lento}}\right)$  con  $K$  datos  $\left(\frac{T_{lento}}{T_{original}}\right)$ . Posteriormente, para cada uno de los bloques, se debe calcular la velocidad media del viento ( $U_0$ ) y la desviación estándar ( $\sigma_0$ ). Una vez calculado  $U_0$  y  $\sigma_0$  para los distintos bloques de periodo  $T_{lento}$ , se debe re muestrear estos datos a la frecuencia que se desea que tenga la serie de viento a generar ( $f_{out}$ ). El re muestrear los datos se realiza repitiendo el valor  $U_{0,p}$  (donde  $p$  representa el número del bloque que se está analizando y va desde 1 hasta  $J$ ) para los  $K$  datos  $\left(\frac{T_{lento}}{T_{out}}\right)$  del bloque  $p$ . Luego a la serie de datos generada se le aplica un filtro Butterworth de tercer orden, cuya frecuencia de corte es  $(2T_{lento})^{-1}$  y su ganancia 1, de manera de eliminar el ruido existente producto del re muestreo de los datos y finalmente obtener las variaciones estacionales. [17]

Por otro lado, para obtener las variaciones no estacionales, se deben simular turbulencias de media 0 y para esto se utilizó el método creado por Veer [18]. En primer lugar es necesaria la definición de un espectro unidireccional de potencia, en este trabajo se utilizó el definido por el estándar IEC 61400-1 que se muestra en la Ecuación ( 22 ). Donde  $L_i = 340,2$  para turbinas que tienen una altura mayor a 60[m].

$$S(f) = \sigma_0^2 * \frac{4 \left( \frac{L_i}{U_0} \right)}{\left( 1 + \frac{6L_i}{U_0} f \right)^{\frac{5}{3}}} \quad (22)$$

El periodo para general las turbulencias de media 0 es de  $2T_{original}$  de manera de poder generar datos a una frecuencia igual a la de Nyquist, por lo cual cada periodo tendría N datos ( $N=2T_{original} \cdot f_{out}$  ). La simulación de los las turbulencias se debe realizar combinado dos bloques de forma de cumplir con lo mencionado anteriormente, para esto se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$U_{0,p \cup p+1} = \frac{U_{0,p} + U_{0,p+1}}{2} \quad (23)$$

$$\sigma_{0,p \cup p+1}^2 = \frac{\left( \frac{N}{2} - 1 \right) \sigma_{u,p}^2 + \left( \frac{N}{2} - 1 \right) \sigma_{u,p+1}^2}{N - 2} \quad (24)$$

A continuación se debe discretizar el espectro de potencia para el tiempo de muestreo y el periodo deseado ( $T_{out}$ ) para cada bloque p U p+1. Esto se realiza mediante la Ecuación ( 25 ) donde N representa el número de datos contenidos en cada bloque.

$$S[m] = S(f_m) \Delta f \quad m = \left\{ 0, 1, \dots, \frac{N}{2} \right\} \quad (25)$$

Una vez discretizado el espectro de potencia se procede a escalar la magnitud según la Ecuación ( 26 ) para crear un vector V, el cual es un vector de coeficientes de Fourier.

$$V[m] = \sqrt{\frac{1}{2} \eta S[m]} e^{i\phi[m]} \quad (26)$$

El término  $e^{i\phi[m]}$  genera fases aleatorias entre  $[0, 2\pi]$  y  $\eta = \frac{1}{\sum_{m=0}^M S[m]}$ . El vector  $V[m]$  representa solo un lado del espectro de potencia por lo que se debe completar el espectro con los coeficientes conjugados como se muestra en la Ecuación (27).

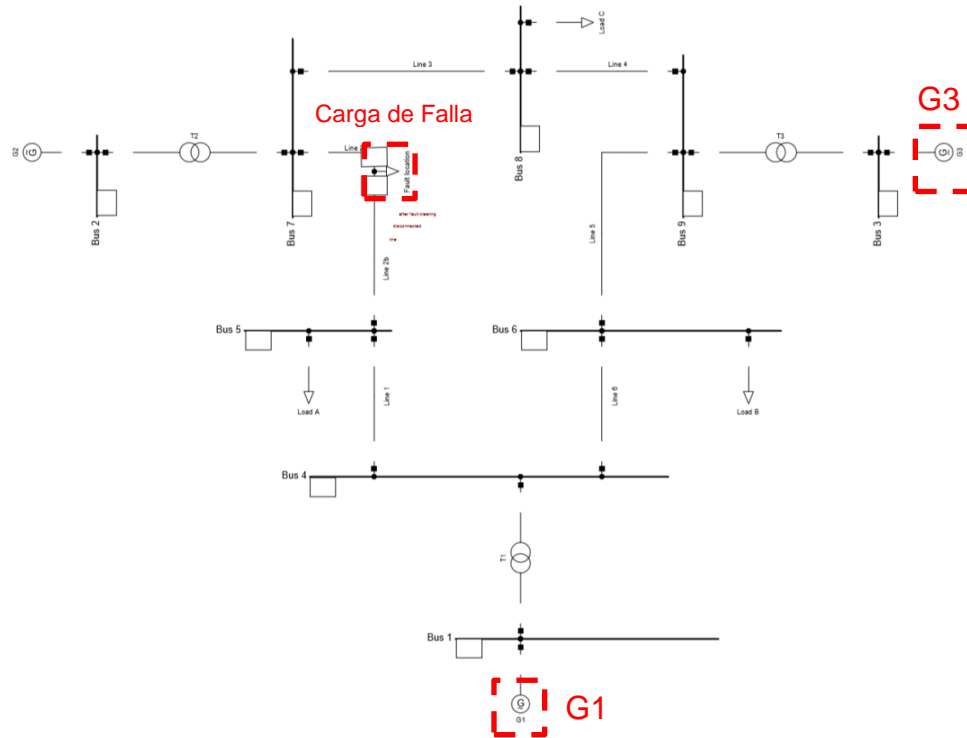
$$V_{doble} = [0, V[2], V[3], \dots, V[N-1], V[N], V[N-1]^*, \dots, V[2]^*] \quad (27)$$

Una vez que se tiene el espectro de potencia para cada bloque se le aplica la transformada de Fourier a cada espectro de vectores  $V$  y luego se concatenan estos mismos. Finalmente se combinan los datos estacionales generados con los no estacionales.

De manera de tener la serie de viento para las 50 turbinas se generaron 9 series de viento que sumado a la medición del viento original suman 10 series de viento. Las series de viento generadas son asignadas a las 10 turbinas ubicadas en la primera fila del parque. Para determinar el viento que recibirían el resto de las turbinas del parque se calculó el efecto estela para cada columna de turbinas, es decir que para cada columna se tomó la serie de viento de la primera turbina y luego se calculó la velocidad del viento de la turbina en la fila 2 con el método expuesto en la Sección 2.1.2.1 y así sucesivamente para las filas restantes.

### 3.5. Estudio dinámico

El análisis dinámico se realiza con la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia *Digsilent Power Factory 15.0*. Esta herramienta permite simular el aporte al CPF del parque, mediante el análisis dinámico del sistema. El sistema implementado consiste en el IEEE 9 bus test system que viene incluido en la librería del programa. Este sistema consta de nueve barras, 3 generadores y 4 cargas como se observa en la Ilustración 15.

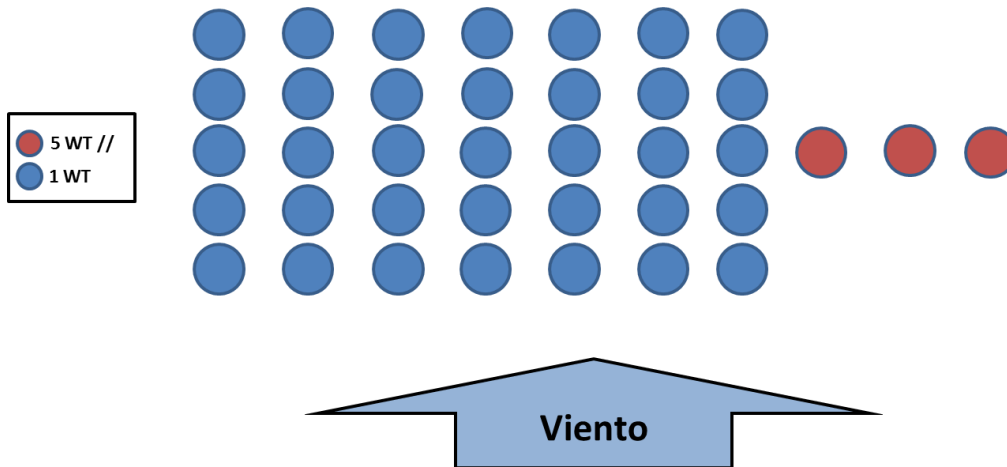


**Ilustración 15 IEEE 9 bus test system**

De manera de incluir el parque eólico se desactiva el generador G3, el cual se encuentra conectado en la barra 3 del sistema y se conecta el parque eólico a esta misma barra. Por otro lado, debido a que el sistema incluido en Digsilent no incluía CPF, se reemplazó la maquina G1 por la maquina Angamos incluida en el la base de datos del CDEC-SING [19].

Las simulaciones dinámicas fueron realizadas durante perdidos de 40 segundos, en donde a los 20 segundos se conecta la carga de falla, la cual viene incluida en el sistema como se muestra en la Ilustración 15. La carga de falla tiene un valor de 30 MW representando aproximadamente 10% de la carga del sistema.

Se definieron 12 escenarios a simular cada uno de ellos con distintos niveles de agregación de las turbinas del parque. Las turbinas del parque eólico se agruparon por columnas, es decir que se agregaron las 5 turbinas existentes de una columna del parque en una sola gran turbina equivalente, como se puede observar en la Ilustración 16 (El resto de los casos se encuentra en la Sección de Anexos). En la Ilustración 16 cabe destacar que las ultimas 3 columnas (Las que se encuentran en rojo) fueron agregadas en turbinas equivalentes mientras que las 7 primeras columnas se modelaron sin agregación. Esto se traduce en que se simularon 38 turbinas en vez de las 50 que tenía originalmente el parque.



**Ilustración 16 Caso de 38 turbinas**

El despacho del parque eólico (G3) viene dado por las series de viento para las distintas turbinas, por otro lado el del G2 se utilizó el despacho que venía definido por defecto en Digsilent (163 MW)

**Tabla 1 Despacho del sistema**

	50 WT	46 WT	42 WT	38 WT	34 WT	32 WT	28 WT	24 WT	20 WT	14 WT	10 WT	1 WT
<b>G1</b>	108.3	105.8	103.1	100.4	97.8	95.0	92.8	90.0	87.3	84.6	82.0	82
<b>G2</b>	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
<b>G3</b>	43.7	46.2	48.9	51.6	54.2	57.0	59.2	62.0	64.7	67.4	70.1	70
<b>Load A</b>	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
<b>Load B</b>	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
<b>Load C</b>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

De forma de poder evaluar el desempeño de las simulaciones para los distintos niveles de agregación, es que es necesario tomara en cuenta tanto el tiempo de simulación como el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema. Para la realización de esto se tomó como escenario base el caso en que se simulan 50 turbinas, es decir el parque completo. Para luego calcular el error cuadrático medio de la frecuencia de los distintos escenarios con respecto al escenario basey luego normalizar estos valores. Por otro lado se tomó los tiempos de simulación de cada escenario y se normalizaron. Una vez realizado lo anterior se sumó ambos valores normalizados de forma de tener un índice de desempeño que tomara en cuenta el tiempo de simulación y el comportamiento dinámico de los distintos escenarios.

## Capítulo 4 Modelación dinámica

A continuación se muestra el modelo general del DFIG, para luego detallar la modelación implementada en Digsilent.

### 4.1. Modelo del generador eólico DFIG

En los DFIG el estator se encuentra conectado directamente a la red eléctrica y el rotor de la máquina es alimentado mediante un convertor electrónico que se encarga de controlar la potencia activa y reactiva que genera la máquina. Para la modelación dinámica del DFIG se dividen las partes del aerogenerador en bloques que se interrelacionan. La relación existente entre los distintos bloques se muestra a continuación en la Ilustración 17 [20], donde el modelo aerodinámico representa el proceso de conversión de la energía cinética contenida en las masas de aire en energía mecánica por parte de la turbina. El modelo mecánico representa el eje mecánico que acopla la turbina con el generador, el control del pitch, el MPPT y los controles del convertor corresponden a la modelación de los controles de la máquina.

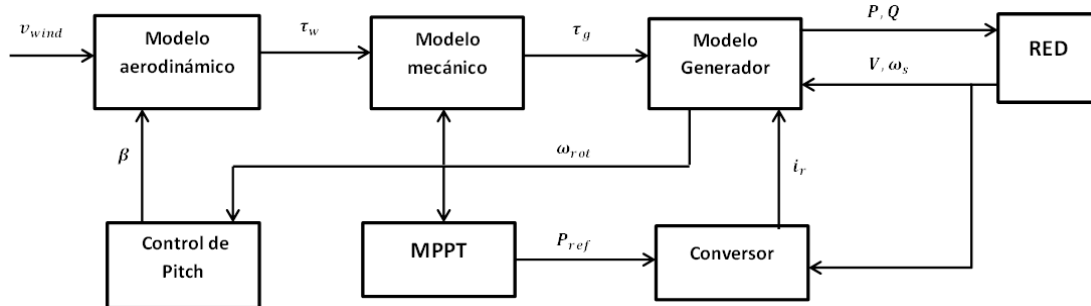


Ilustración 17 Modelo DFIG

Tabla 2 Variables del modelo dinámico de la turbina eólica

Variable	Significado
$v_{wind}$	Velocidad del viento [m/s]
$\tau_w$	Torque del viento [N·m]
$\tau_g$	Torque mecánico [N·m]
$P$	Potencia Activa [MW]
$Q$	Potencia Reactiva [MVar]
$V$	Voltaje de la barra de conexión [V]
$\omega_s$	Velocidad angular del sistema [rad/s]
$i_r$	Corrientes del rotor [A]
$P_{ref}$	Consigna de potencia activa [MW]
$\omega_{rot}$	Velocidad angular del rotor de a turbina [rad/s]

#### 4.1.1. Modelo aerodinámico

La energía cinética del viento viene dada por la velocidad del viento ( $v_{wind}$ ), la densidad del aire ( $\rho$ ) y el largo del aspa de la turbina ( $R$ ) como se muestra a continuación:

$$P_w = 1/2\rho\pi R^2 v_{wind}^3 \quad (28)$$

Dado que no es posible extraer toda la energía del viento, se define la fracción de la energía extraída como coeficiente de eficiencia aerodinámica ( $C_p$ ). Este valor depende de la velocidad del viento, la velocidad del rotor ( $\omega_{rot}$ ) y ángulo en que se encuentran las aspas de la turbina eólica ( $\beta$ ). De manera de simplificar la expresión de  $C_p$  se define el valor de  $\lambda$  que relaciona  $v_{wind}$  y  $\omega_{rot}$  como se muestra en la Ecuación ( 29 )

$$\lambda = \omega_{rot} \cdot \frac{R}{v_{wind}} \quad (29)$$

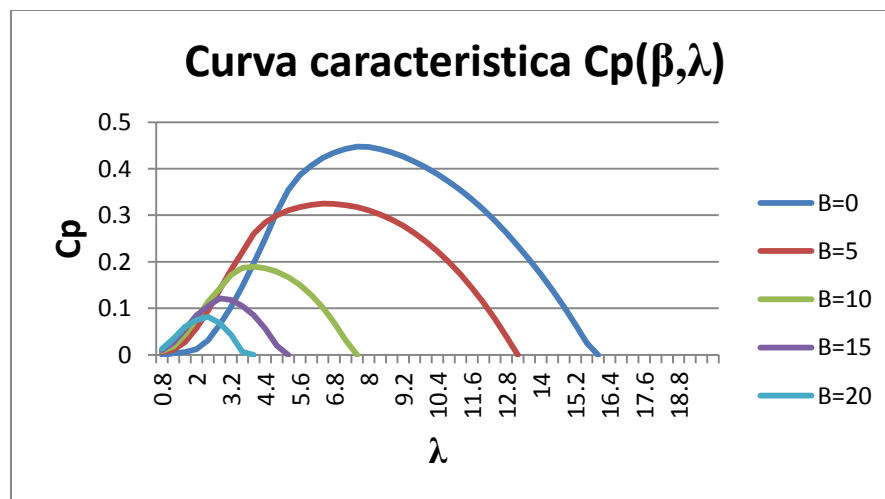


Gráfico 1 Curva característica Cp [21]

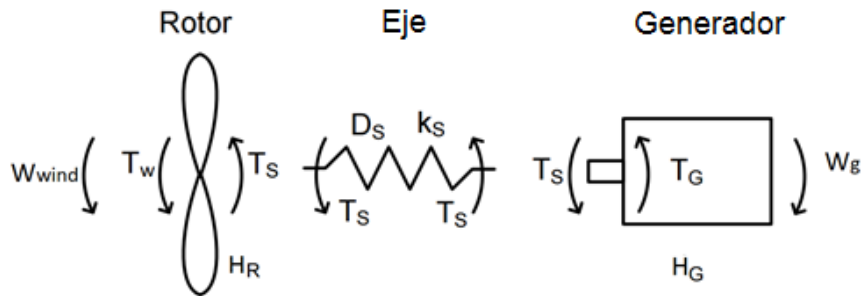
En el Gráfico 1 se muestra la curva característica que define  $C_p$ . Finalmente la potencia mecánica extraída queda definida por:



$$P_{rot} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\beta, \lambda) v_{wind}^3 \quad (30)$$

#### 4.1.2. Modelo mecánico

Las aerogeneradores están constantemente expuestos a cambios de velocidad lo que produce variaciones importantes del torque aplicado al eje que acopla la turbina con el generador, es por esto que modelar el comportamiento dinámico de las partes mecánicas toma importancia. Para representar el comportamiento mecánico se suele utilizar un modelo de dos masas [14], es decir que se modela por separado la inercia de la turbina y la inercia del generador.



**Ilustración 18 Modelo mecánico la turbina eólica [22]**

La turbina está conectada al generador mediante un eje, como se puede observar en la Ilustración 18. Para modelar la transmisión del torque desde el lado de la turbina al lado del generador, se representa el eje como si fuese un resorte de constante de rigidez  $k_s$  y un coeficiente de amortiguación  $D_s$ . El representar de esta manera la interacción de las partes mecánicas, permite que las variaciones de torque ocurridas en el lado de la turbina se propaguen al lado del generador y por ende existan en las distintas variables del DFIG. Las ecuaciones que representan la interacción turbina generador son las siguientes [23]:

$$\frac{P_t}{\omega_{wind}} = \tau_r \quad (31)$$

$$\frac{\tau_r - \tau_G}{2H_r} = \frac{\partial \omega_{wind}}{\partial t} \quad (32)$$

$$\frac{\partial \theta_s}{\partial t} = \omega_{wind} - \omega_G \quad (33)$$

$$\tau_g = D_s \frac{\partial \theta_s}{\partial t} + k_s \theta_s \quad (34)$$

$$\frac{\partial \theta_r}{\partial t} = \omega_t \quad (35)$$

$$\frac{P_g}{\omega_g} = \tau_g \quad (36)$$

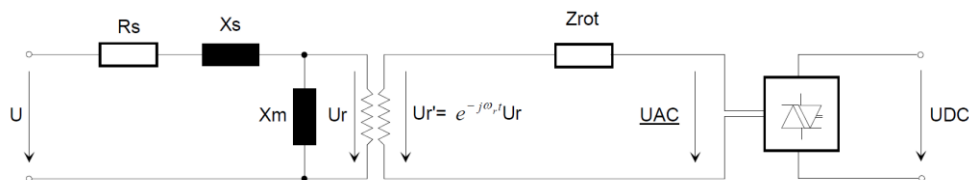
La definición de las variables se encuentra en la tabla a continuación:

**Tabla 3 Variables de modelo aerodinámico de la turbina**

Variable	Significado
$P_t$	Potencia mecánica del rotor
$P_g$	Potencia mecánica del generador
$\omega_t$	Velocidad angular de la turbina
$\omega_G$	Velocidad angular del generador
$\tau_t$	Torque de la turbina
$\tau_G$	Torque del generador
$H_t$	Inercia de la turbina
$H_G$	Inercia del generador
$\theta_t$	Angulo de la turbina
$\theta_s$	Diferencia de ángulo entre los extremos del eje

#### 4.1.3. Modelo del generador

El generador de inducción doblemente alimentado consiste en una máquina de inducción que tiene su estator conectado directamente a la red y su rotor se encuentra conectado mediante un convertidor AC/DC/AC. El diagrama unilineal del DFIG es el que se muestra en la Ilustración 19.



**Ilustración 19 Modelo máquina de inducción doblemente alimentada [21]**

Las ecuaciones que representan el comportamiento de la DFIG son los que se muestran a continuación [24]:

$$U_s = R_s i_s + \frac{1}{\omega_n} \frac{\partial \psi_s}{\partial t} + \frac{j \omega_{ref}}{\omega_n} \psi_s \quad (37)$$

$$U_r = R_r i_r + \frac{1}{\omega_n} \frac{\partial \psi_r}{\partial t} + \frac{j(\omega_{ref} - \omega_n)}{\omega_n} \psi_r \quad (38)$$

$$\psi_s = (X_s + X_m) i_s + x_m i_r \quad (39)$$

$$\psi_r = X_m i_s + (X_r + X_m) i_r \quad (40)$$

$$2H \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = \tau_e - \tau_m \quad (41)$$

$$\tau_e = \text{Im}(\psi_s i_s^*) \quad (42)$$

La definición de las variables se encuentra en la tabla a continuación:

**Tabla 4 Significado de las variables del modelo DFIG**

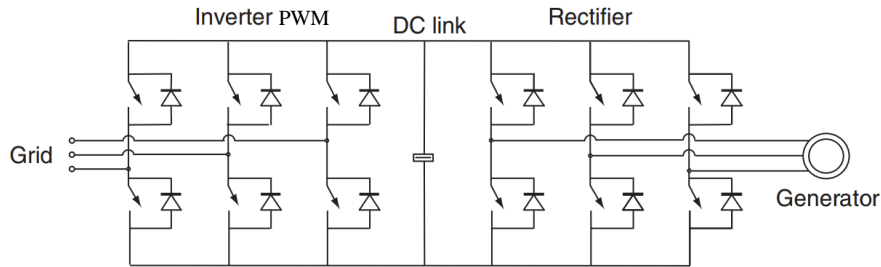
<b>Variable</b>	<b>Significado</b>
$U_s$	Voltaje de estator
$U_r$	Voltaje de rotor
$i_s$	Corriente estator
$i_r$	Corriente rotor
$\psi_s$	Flujo estator
$\psi_r$	Flujo rotor
$R_s$	Resistencia estator
$R_r$	Resistencia rotor
$X_s$	Reactancia estator
$X_r$	Reactancia rotor
$X_m$	Reactancia de magnetización
$\omega_{ref}$	Velocidad angular nominal de la red eléctrica
$\omega_s$	Velocidad angular del estator
$\omega_r$	Velocidad angular del rotor

Las variables se encuentran en por unidad y referidas al lado del estator a excepción de las velocidades angulares que se encuentran en radianes por segundo.

#### 4.1.4. Electrónica de potencia y controladores

El convertidor consiste en un equipo que recibe una señal de frecuencia y tensión variable para luego entregar una señal con una tensión y frecuencia definida, la modificación de la señal se divide en tres etapas como se observa en la Ilustración 20.

La primera etapa consiste en la rectificación de la señal de entrada mediante un puente de diodos obteniendo así una tensión continua. Posteriormente la tensión continua es entregada al *boost converter* o *DC link* que consiste en la conexión de un arreglo de un condensador en paralelo, permitiendo que disminuyan los armónicos, aumente el voltaje  $V_{dc}$  y que este mismo se mantenga cercano a una constante. Finalmente la señal DC se debe volver a convertir a una alterna. Este proceso es realizado por un inversor PWM (Pulse Width Modulation) controlando la potencia de manera bidireccional, gracias al ajuste de la magnitud y el ángulo de la tensión del rotor. Lo anterior es realizado con transistores GTO o IGBT. [26]



**Ilustración 20 Diagrama de la interfaz AC/DC/AC [20]**

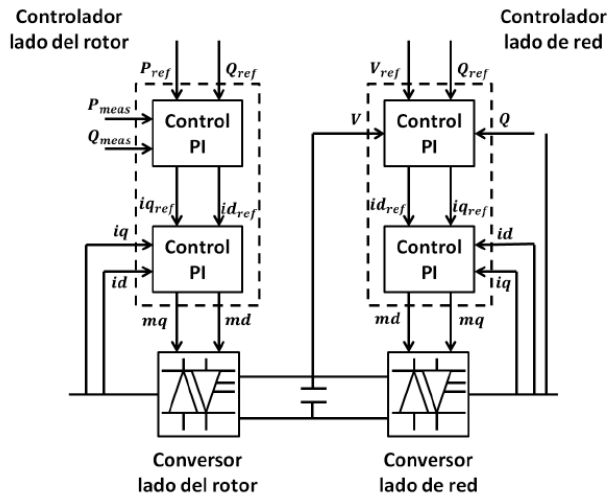
La relación entre la tensión en el DC link y la alterna (RMS) del lado de la red se muestra a continuación:

$$|V_{ac}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m V_{dc} \quad (43)$$

Donde  $V_{ac}$  representa la tensión de la red,  $V_{dc}$  la tensión en el lado continuo y  $m$  es el índice de modulación de amplitud del PWM que controla el voltaje de inyección a la red tomando valores entre [0,1). Al asumir que la operación del PWM genera pérdidas despreciables, la ecuación de la conservación de la potencia determina que:

$$V_{dc} I_{dc} + \sqrt{3} \cdot \text{RE}(V_{ac} I_{ac}^*) = 0 \quad (44)$$

En la Ilustración 21 se puede observar el esquema de control que se encarga de realizar el control de la potencia y tensión entregada a la red, donde el convertor AC/DC corresponde al del lado del rotor y el DC/AC el del lado de la red. Los controladores de los convertidores se encargan de modificar el tiempo de disparo y el tiempo de cierre de los tiristores para cada bloque de manera de construir la señal de salida.



**Ilustración 21 Esquema de control de los convertidores**

El controlador del lado del rotor se encarga de controlar la potencia activa y reactiva que entrega el aerogenerador. Por otro lado el que se encuentra en el lado de la red se encarga de mantener la tensión DC en un valor constante de manera independiente a lo que haga el controlador que se encuentra en el lado del rotor. Ambos controladores son PI y utilizan la teoría del control vectorial, es decir en los ejes 'dq'

#### 4.1.5. Control de pitch

El control de pitch tiene por objetivo el evitar que la potencia mecánica generada por la turbina supere el límite de operación, cuando existen velocidades de viento superior a la óptima.

Para poder realizar esto se implementa un sistema que se controla el ángulo de las aspas ( $\beta$ ) en función de la velocidad de la turbina [27]. El movimiento de las aspas se realiza mediante un servo que consiste de un sistema mecánico e hidráulico que rota las aspas en un eje longitudinal. Este actuador toma relevancia debido a que su modelo describe la dinámica entre el comportamiento del ángulo de referencia y el ángulo de las aspas

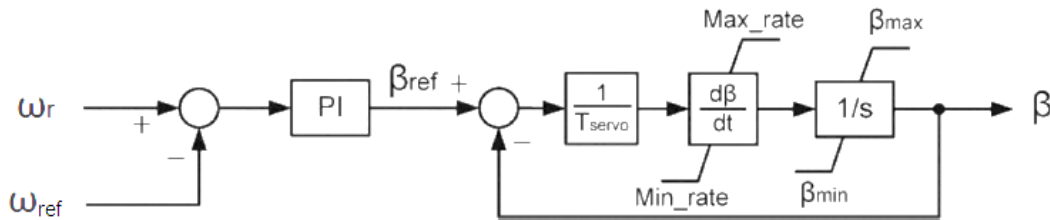
Las ecuaciones que modelan el control de ángulo de pitch son las siguientes: [28]

$$\dot{\beta} = \frac{\beta_{ref} - \beta}{\tau_{servo}} \quad (45)$$

$$\beta_{ref} = k_p e + k_i \int e dt \quad (46)$$

$$e = \omega_{ref} - \omega_r \quad (47)$$

Lo anterior se resume en el esquema presentado a continuación.



**Ilustración 22 Esquema de control de pitch**

La definición de las variables se encuentra en la tabla a continuación:

**Tabla 5 Significado de las variables del modelo DFIG**

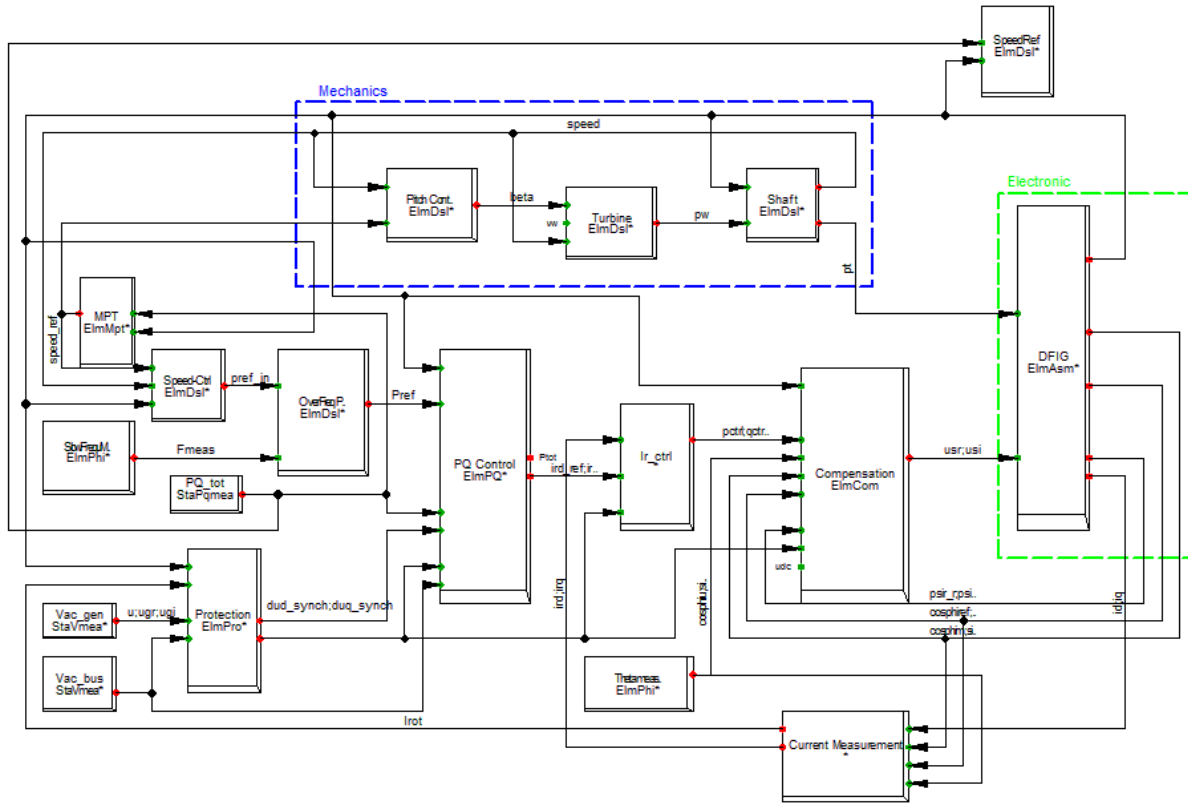
Variable	Significado
$\beta_{ref}$	Angulo de referencia
$\beta$	Angulo de las aspas
$k_p$	Constante proporcional
$k_i$	Constante de integración
$\omega_{ref}$	Velocidad de referencia del rotor
$\omega_r$	Velocidad del rotor
$\tau_{servo}$	Constante del servo

## 4.2. Modelación en Digsilent

En las librerías de Digsilent se encuentran distintos modelos de carácter genéricos para máquinas eólicas. En esta memoria se utilizó el modelo DFIG de 2MW. Los modelos al ser genéricos y estar definidos como un *template* permiten que el usuario sea capaz de modificar el comportamiento dinámico de las máquinas, tanto en sus parámetros como sus controladores, de acuerdo a los requerimientos del estudio a realizar.

La estructura del modelo (*Frame*) se presenta en la Ilustración 23, donde se pueden observar las distintas partes de la máquina que se modelaron y los elementos de medición utilizados. Los elementos modelados se basan en los modelos genéricos

presentados en la Sección 4.1. Por otro lado, los diagramas de bloques y las ecuaciones necesarias para la modelación del generador eólico se encuentran programados en el lenguaje DSL, el cual es propio del programa Digsilent.



**Ilustración 23** Frame del DFIG implementado en Digsilent

En la tabla que se presenta a continuación se muestra una breve descripción de lo que representa cada bloque mostrado en la Ilustración 23.

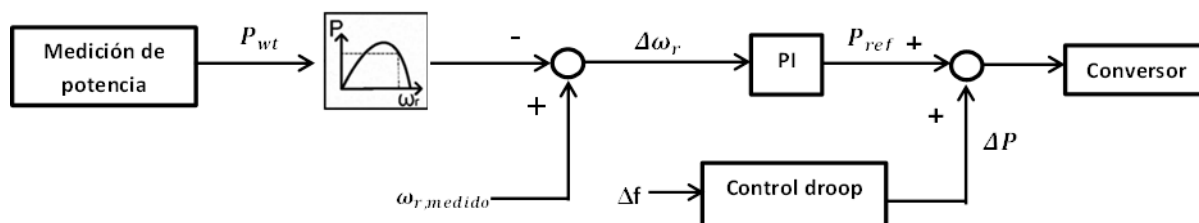
**Tabla 6** Descripción de los bloques incluidos en el modelo DFIG de Digsilent

Bloque	Descripción	Tipo de Bloque
<b>Compensation</b>	Calcula una transformación coordinada de la tensión del rotor.	Modelo DSL
<b>Current Measurement</b>	Calcula el valor de la corriente del rotor a partir de sus valores en eje 'dq'.	Modelo DSL
<b>DFIG</b>	Modelo del DFIG.	Elemento de Librería
<b>Ir-ctrl</b>	Calcula la tensión de referencia del rotor a partir de una referencia de corriente.	Modelo DSL
<b>MPT</b>	Esquema de MPPT que entrega la velocidad óptima del rotor a partir de la potencia generada.	Modelo DSL

<b>OverFreq_Pwr Reduction</b>	Reduce la potencia de referencia en caso de que existan sobre frecuencias.	Modelo DSL
<b>Pitch Control</b>	Calcula el ángulo óptimo de las aspas del rotor.	Modelo DSL
<b>PQ_tot</b>	Mide la potencia activa y reactiva que está entregando la máquina.	Dispositivo de Medida
<b>Protection</b>	Esquema de protección de generador	Modelo DSL
<b>Shaft</b>	Calcula la potencia y velocidad en el eje del generador a partir de la potencia entregada por la turbina.	Modelo DSL
<b>Slow freq. Meas.</b>	Mide la frecuencia de la red.	Dispositivo de Medida
<b>Speed-ctrl</b>	Entrega la potencia de referencia al conversor, a partir de la velocidad de referencia y la velocidad del rotor.	Modelo DSL
<b>Speed Ref.</b>	Calcula las condiciones iniciales para las variables mecánicas del modelo.	Modelo DSL
<b>Theata Meas.</b>	Mide el ángulo de la tensión en la barra de conexión.	Dispositivo de Medida
<b>Turbine</b>	Calcula la potencia que se extrae del viento, a partir de la velocidad del viento, la velocidad del rotor y el ángulo de las aspas.	Modelo DSL
<b>Vac_bus</b>	Mide la tensión del lado de barra de conexión.	Dispositivo de Medida
<b>Vac_gen</b>	Mide la tensión del lado del generador.	Dispositivo de Medida

#### 4.2.1. Incorporación de la operación en un punto suboptimo

A continuación se detalla la modelación del lazo de control implementado que permite al generador eólico mantener un margen de potencia y aportar potencia activa ante desviaciones en la frecuencia.



**Ilustración 24 Diagrama de bloques del lazo de control de operación en un punto suboptimo**

El control utilizado corresponde al presentado en la Ilustración 24. [12] La operación con este esquema de control se basa en la modificación de la velocidad de referencia y



la condición inicial del controlador PI, de manera que la maquina se acelere y entregue una potencia de referencia menor a la óptima al convertor.

El significado de las variables presentadas en el diagrama se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 7 Significado de las variables definidas en la implementación del sistema de control**

<b>Variable</b>	<b>Significado</b>
$P_{wt}$	Potencia medida en la barra de inyección
$\omega_{r,medido}$	Velocidad angular medida del rotor
$\Delta\omega_r$	Diferencia entre la velocidad medida y la real del rotor
$\Delta f$	Diferencia de la frecuencia nominal con la real de la red
$P_{ref}$	Potencia de referencia
$\Delta P$	Potencia

La implementación de la operación “*deload*” de las turbinas en Digsilent requiere la modificación de los bloques “MPT” y “OverFreq\_Pwr Reduction” mostrados en la Ilustración 23. El bloque de MPT recibe como entrada la potencia que está entregando el generador, para luego calcular la velocidad de referencia del rotor y entregársela al bloque “Speed Ctrl”. Este último es el que gobierna la velocidad de la máquina y le entrega la referencia de potencia al bloque “OverFreq\_Pwr Reduction”, el cual en caso de existir sobrefrecuencias reduce la potencia de referencia entregada por el bloque “Speed Ctrl”.

El bloque MPT implementado en Digsilent se rige por la ecuación que se muestra a continuación:

$$\omega_r = -0.67 * P^2 + 1.42 * P + 0.511 \quad (48)$$

De forma de acelerar la máquina y por ende reducir la potencia que la turbina entrega a la red se modificó la ecuación original de la MPT por la Ecuación ( 49 ), donde D representa el porcentaje de “*deload*” que se desea aplicar.

$$\omega_r = \frac{\left(\frac{2 * -0.67 * P}{D} + 1.42\right)^2 - 1.42^2 + 4 * -0.67 * 0.511}{4 * -0.67} \quad (49)$$

El bloque “*droop*” que reemplaza al bloque “OverFreq\_Pwr Reduction” se presenta en la Ilustración 25. Las entradas de este bloque son la potencia de referencia entregada por el bloque “Speed Ctrl” (pref\_in) y frecuencia medida del sistema (Fmeas).

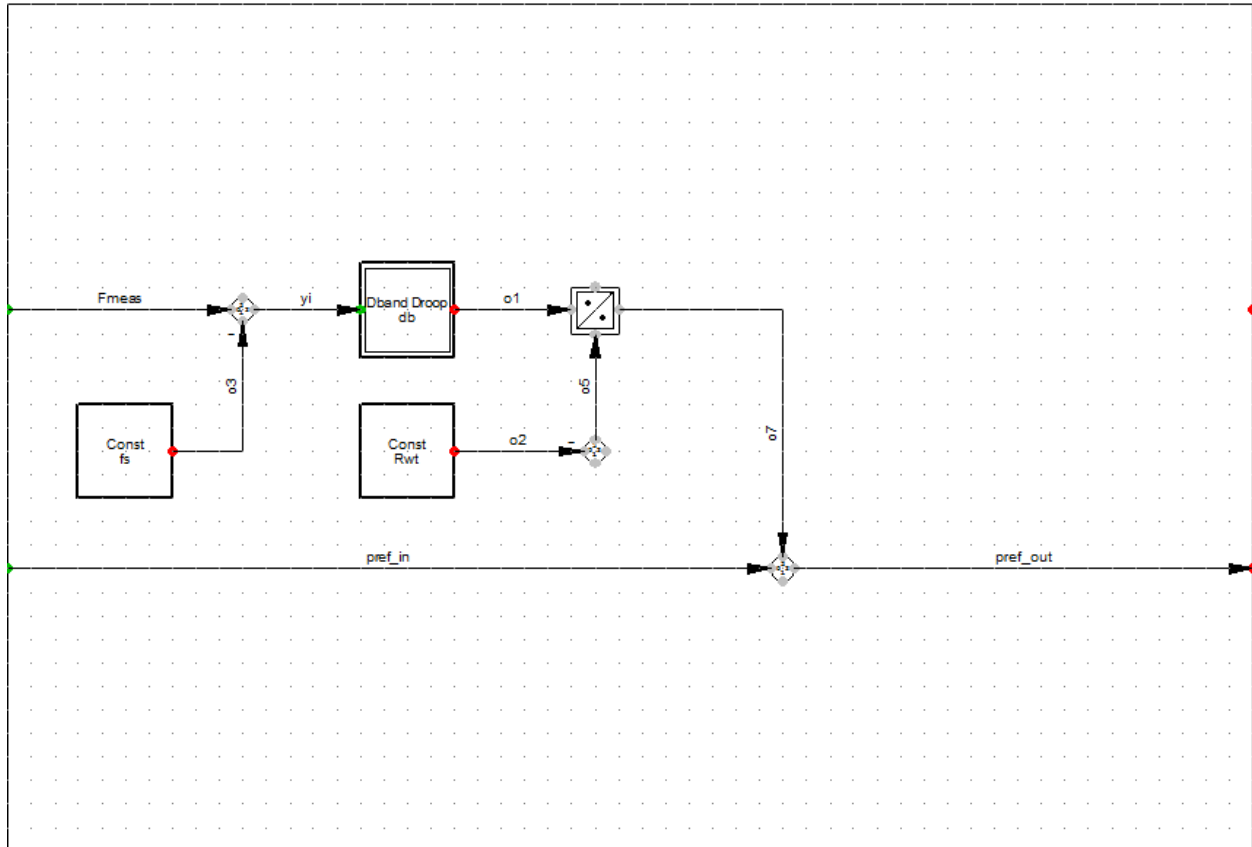


Ilustración 25 Definición del bloque “droop”

De manera de calcular la potencia requerida para el CPF se resta la frecuencia nominal del sistema (la cual es entregada por el bloque “Const fs”) con la frecuencia medida (Fmeas) calculando así la desviación de la frecuencia. Luego se divide el error de frecuencia en el estatismo (entregado por el bloque “Const Rwt”).

El bloque “Dband “droop”” consiste de una banda muerta en el intervalo [-db, db] que tiene por objetivo evitar que la turbina aporte al CPF en caso de desviaciones pequeñas. Esto de manera de disminuir el esfuerzo mecánico producto de la modificación la velocidad del rotor ante pequeñas desviaciones de frecuencia.

## Capítulo 5 Resultados y análisis

A continuación se prestan los resultados obtenidos de la simulación de los distintos escenarios y el sistema de control implementado.

### 5.1. Desempeño de los controladores

Como se especificó en el Capítulo 4.2.1 el esquema de control consta de dos partes principales, el correspondiente a la regulación de frecuencia (“*droop*”) y el que se encarga de trabajar en un punto subóptimo (“*deload*”). Es por esto que el esquema de control consta de dos parámetros principales que determinan su funcionamiento, el valor del estatismo (R) y el porcentaje de reserva a utilizar (D). A continuación se presenta el comportamiento de las distintas partes del control implementado.

#### 5.1.1. Estatismo

En la figura Ilustración 26 se presenta la respuesta de la señal de control ante la conexión de una carga de 30 MW al sistema, utilizando distintos niveles de estatismo. De igual manera en la Ilustración 27 se presenta la potencia generada por el parque eólico y en la Ilustración 28 la velocidad del rotor para los mismos casos estudiados.

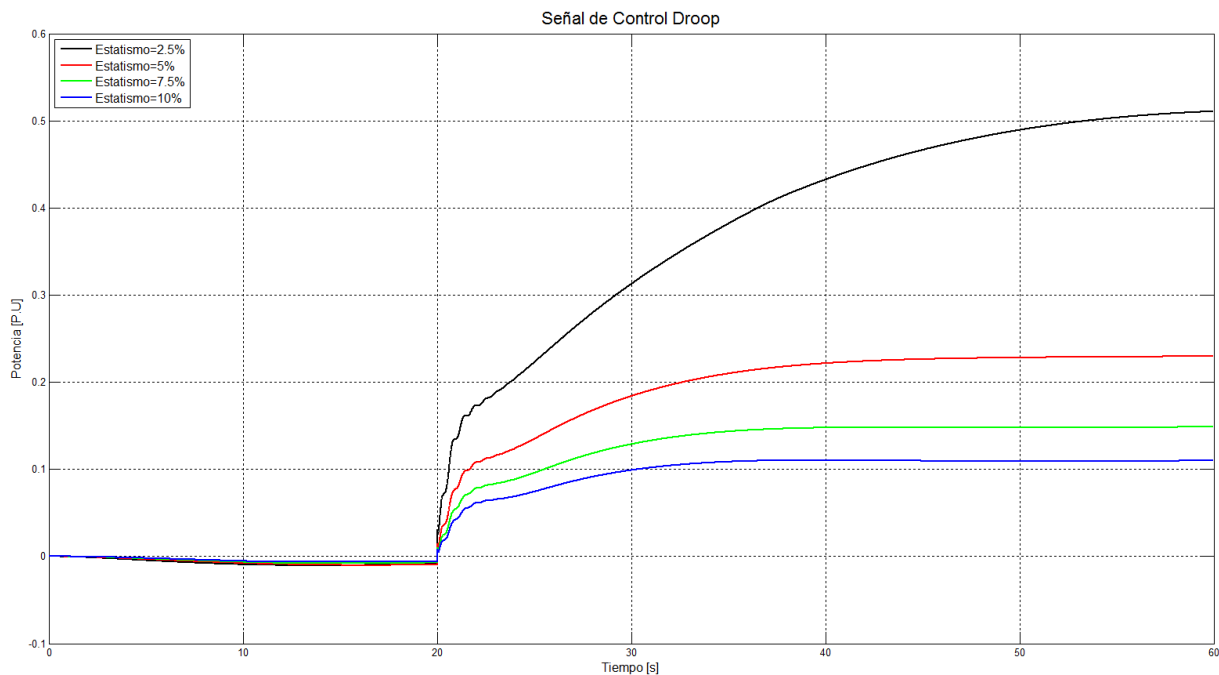
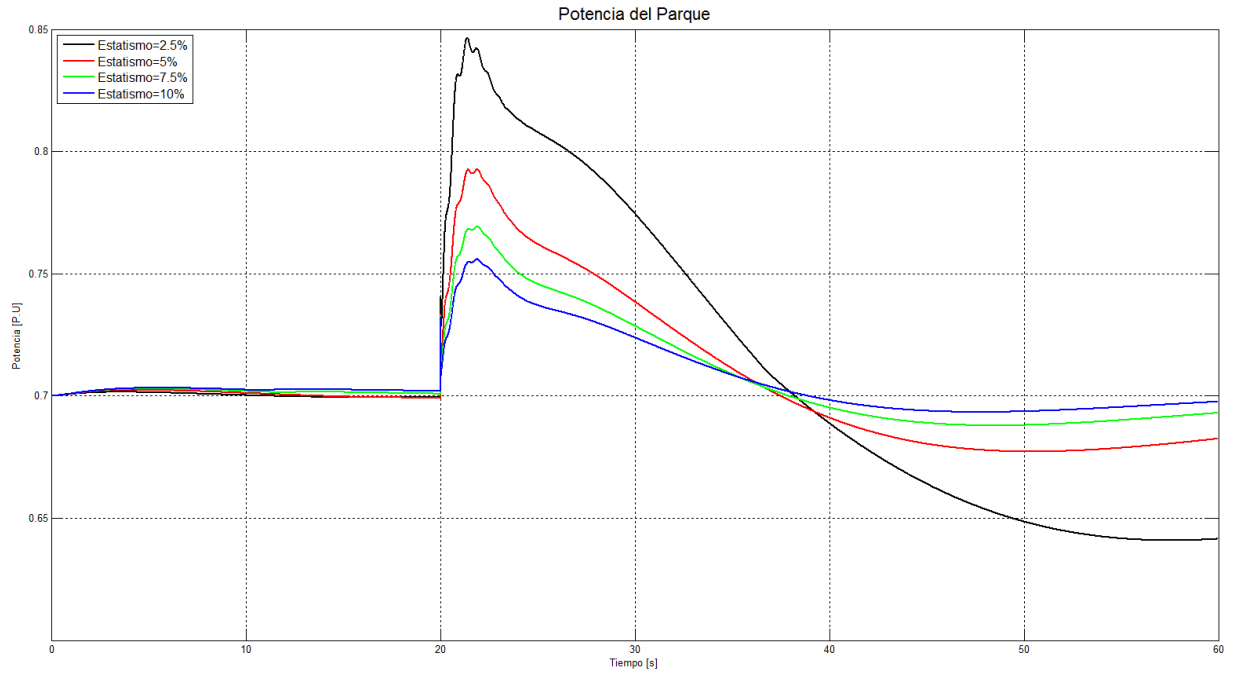
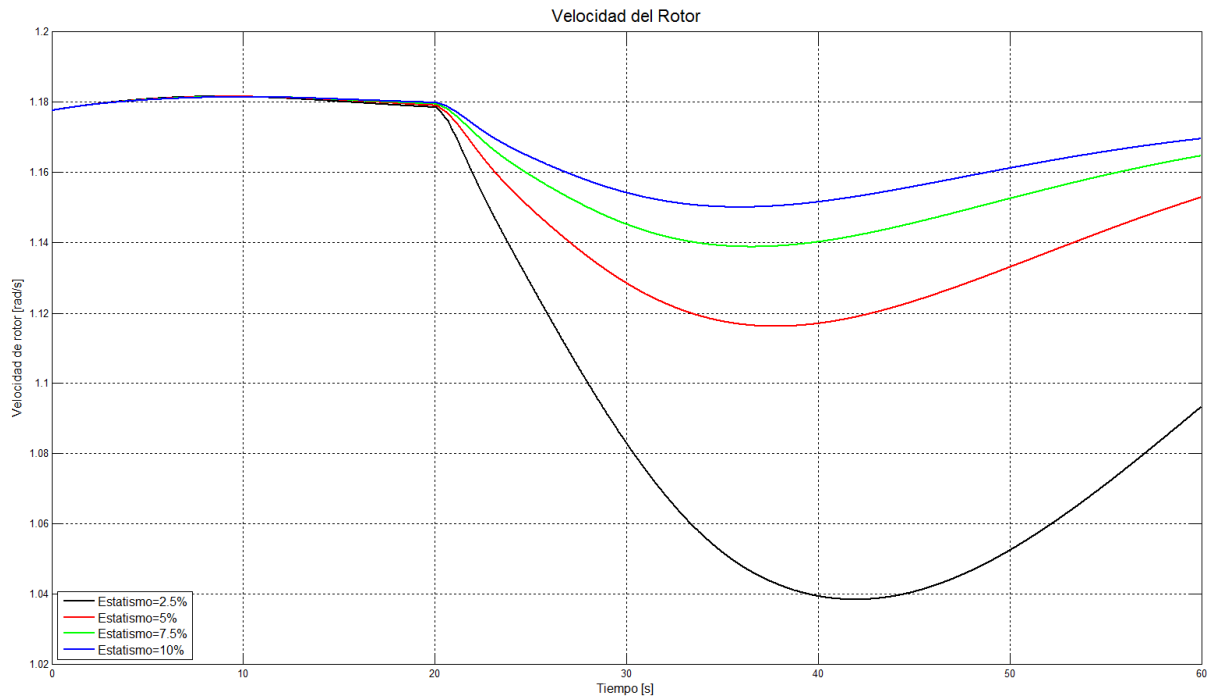


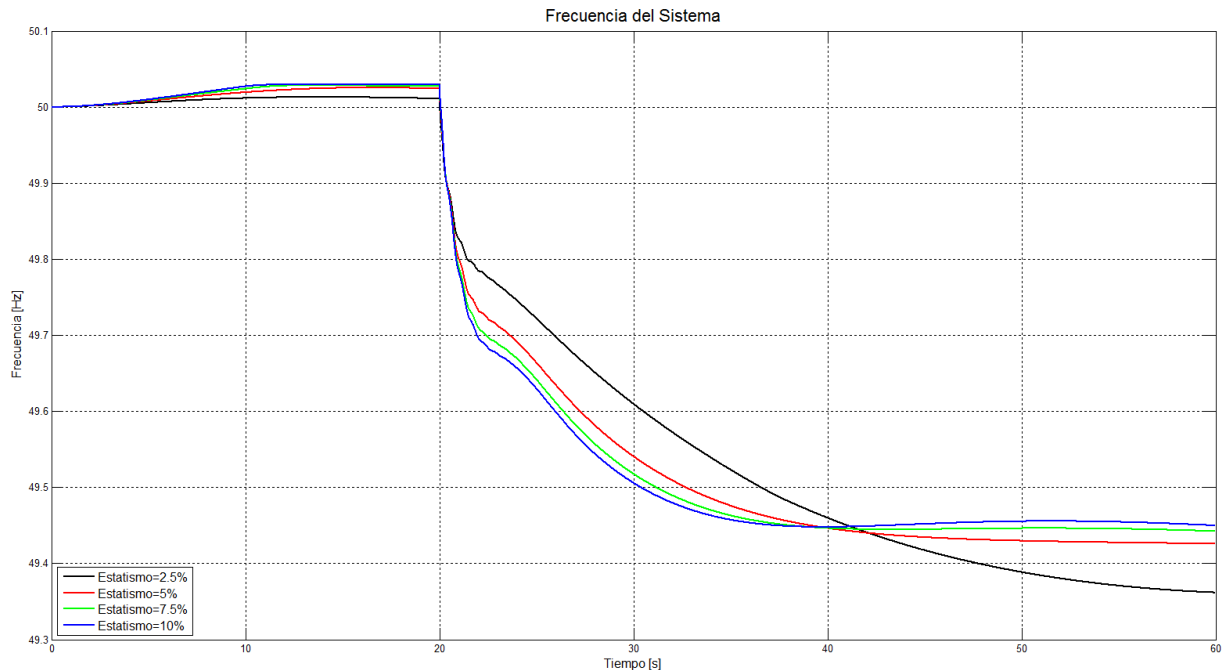
Ilustración 26 Señal de la potencia adicional que debe entregar el parque



**Ilustración 27 Potencia entregada por el parque eólico**



**Ilustración 28 Velocidad de la turbina**



**Ilustración 29 Frecuencia del sistema**

De las ilustraciones anteriores se observa que existe una directa relación entre la reducción del estatismo y el aumento de potencia exigida al parque ( $\Delta P$ ) por parte del controlador (Ilustración 26), lo que se traduce en un mayor compromiso de parte de la turbina con el control de la frecuencia del sistema.

Por otro lado la disminución del estatismo no necesariamente implica que el parque sea capaz de entregar la potencia adicional exigida por el controlador. Lo anterior se puede observar en la Ilustración 27 donde la potencia entregada por la turbina con un estatismo de un 2,5% es mayor que el resto de los casos durante los primeros segundos después de ocurrida la falla, pero posteriormente tiene una brusca disminución llegando a entregar una potencia menor a la entregada antes de la contingencia. Esto debido a que la potencia adicional entregada los primeros segundos por la turbina es extraída de las masas rotantes. Lo anterior implica una desaceleración de la turbina como se puede observar en la Ilustración 28, lo que se traduce en una disminución de la potencia disponible.

Por otra parte, durante los primeros segundos una vez ocurrida la falla se observa que el comportamiento de la frecuencia mejora para los casos con un estatismo menor. Sin embargo, al observar del segundo 40 en adelante se aprecia que los casos en los cuales se tenía un menor estatismo se alcanzan mínimos de frecuencias menores. Lo anterior es debido, a que como se comentaba en el párrafo anterior, estos casos entregan una gran cantidad de potencia en un principio, pero luego reducen

drásticamente la potencia entregada debido a la disminución de la velocidad del rotor y por ende afectando el comportamiento de la frecuencia del sistema.

### 5.1.2. “Deload”

La Ilustración 30 muestra la potencia generada por la turbina eólica utilizando distintos niveles de “deload”, por otro lado la Ilustración 31 presenta la velocidad de la turbina para los mismos casos estudiados. La Tabla 8 muestra los índices de despeño calculados, tomando como escenario base la operación normal de la turbina ( sin acción de control de frecuencia y sin “deload”).

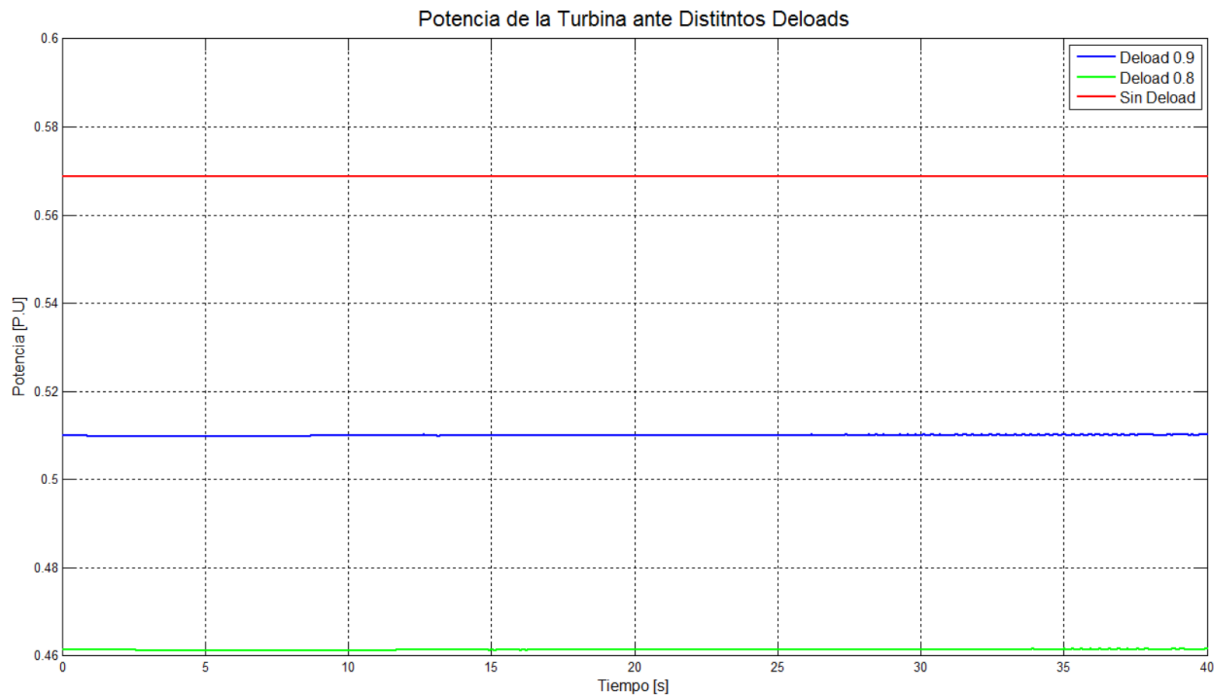
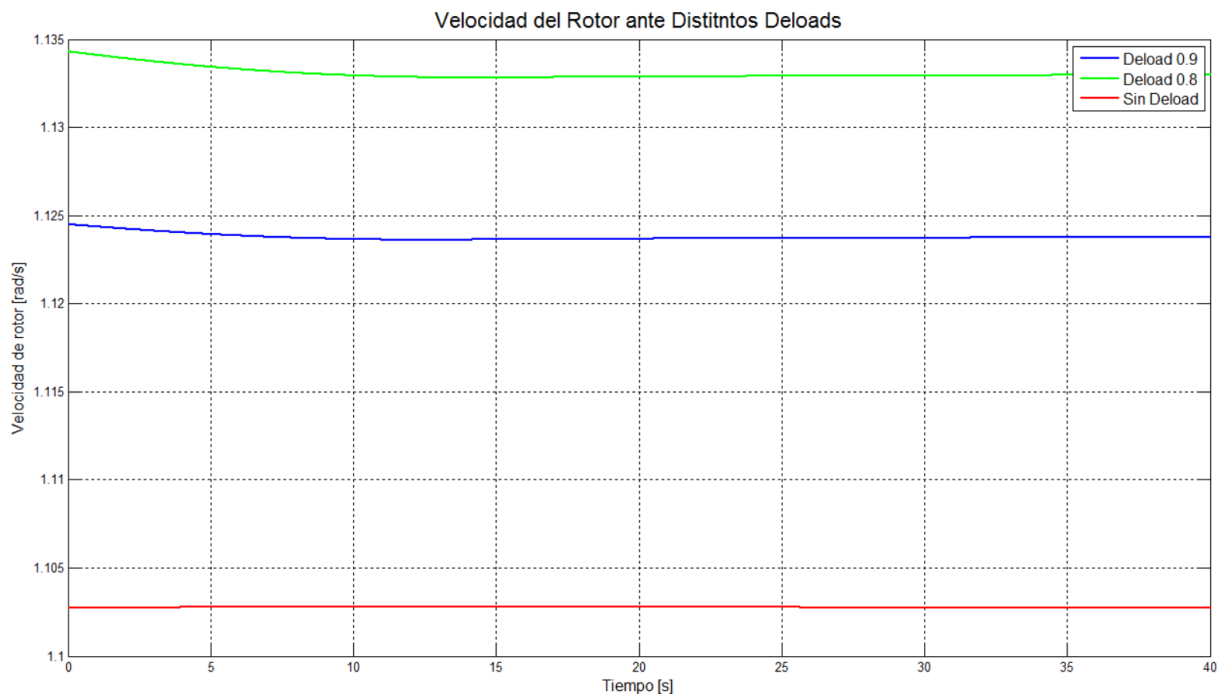


Ilustración 30 Potencia ante distintos “deloads”



**Ilustración 31 Velocidad ante distintos “deloads”**

**Tabla 8 Índices de despeno del “deload”**

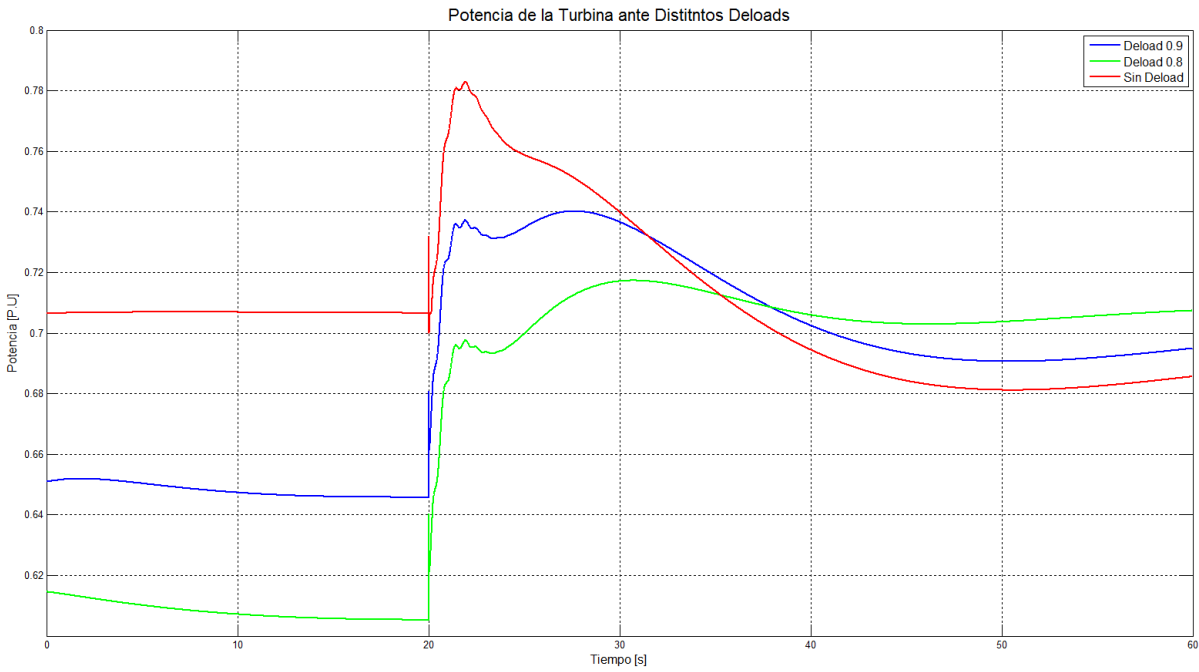
“deload”	Potencia	% Potencia	Velocidad	% Velocidad
Normal	0,57	---	1,10	---
0,9	0,51	89,68	1,12	101,90
0,8	0,46	81,11	1,13	102,72

De la Tabla 8 se observa que para los distintos niveles de “deload” no se alcanza exactamente el valor deseado, pero aun así el error existente entre el valor deseado de “deload” y el valor real de “deload” es bastante pequeño. En el caso de un “deload” de 0,9 el error es de un 0,35% y en el caso de un “deload” de 0,8 el error es de un 1,39%, lo cual se ajusta bastante a lo deseado. Otro punto que cabe destacar es la pequeña sobre aceleración que requiere la turbina para obtener el “deload” deseado, siendo está de un 1,9% en el caso de un “deload” de 0,9 y un 2,72% en el caso de un “deload” de 0,8

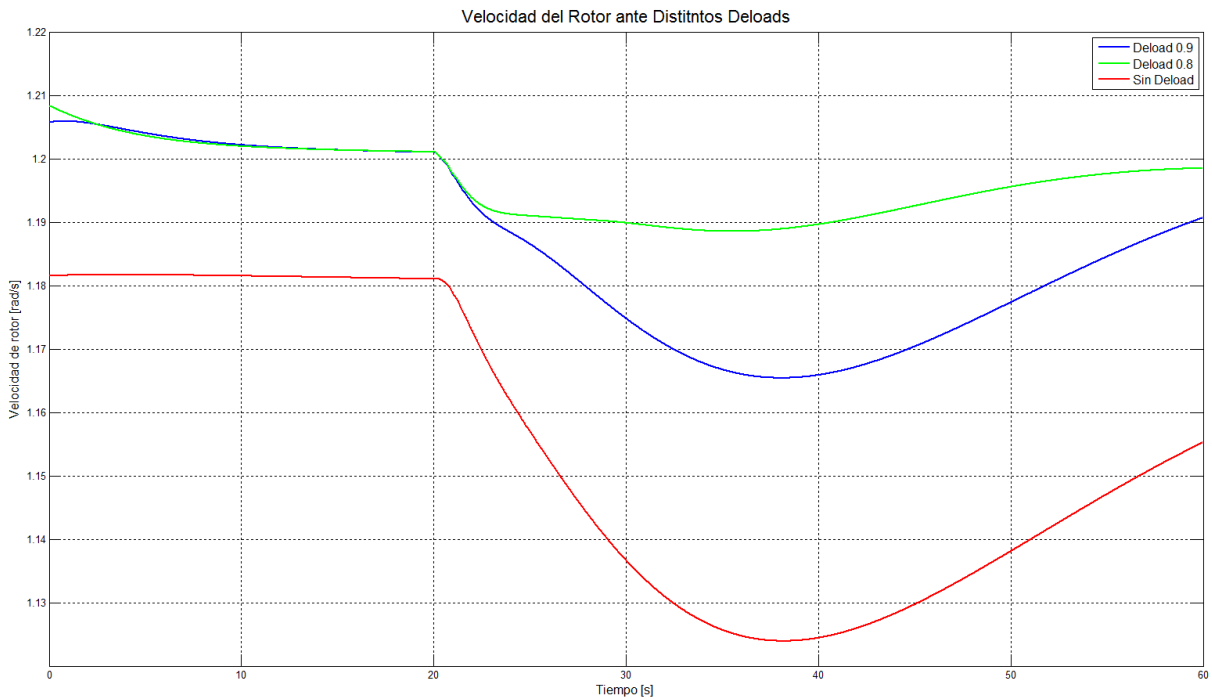
### 5.1.3. “Droop”+ “Deload”

La Ilustración 32 muestra la potencia del parque ante la conexión de una carga de 30 MW en el segundo 20 para distintos niveles de “deload”. Por otra parte en la Ilustración

33 se muestra la velocidad del rotor de la turbina para los mismos escenarios mencionados.



**Ilustración 32 Potencia de la turbina ante distintos “deloads”**



**Ilustración 33 Velocidad del rotor de la turbina ante distintos “deloads”**



Al ocurrir la conexión de la carga se observa que durante los primeros segundos todos los casos presentan un comportamiento similar entregando una potencia adicional durante los primeros segundos. Luego del segundo 30 ya se comienzan a ver diferencia en el comportamiento de la potencia entregada por el parque (Ilustración 33), donde el caso sin “*deload*” comienza a disminuir la potencia entregada hasta un punto inferior a la potencia que se encontraba entregando en un principio. El caso con un “*deload*” de 0,9 pasado el segundo 30 también empieza a disminuir su potencia entregada, pero no de una forma tan drástica debido a que la potencia extra entregada viene en parte del margen de reserva. Mientras que el caso con un “*deload*” de 0,8 mantiene de manera estable su entrega de potencia al sistema debido a que la entrega adicional de potencia proviene en su mayoría del margen de reserva y no de las masas rotantes.

Al observar la Ilustración 33 se corrobora lo expuesto anteriormente siendo el caso sin “*deload*” el caso en que la velocidad del rotor se ve más afectada. Por otro lado, cabe destacar la velocidad del rotor para los casos con 0,8 y 0,9 de “*deload*” entre los 10 y 20 segundos, donde se puede observar que estos casos tienen la misma velocidad siendo que el caso con un “*deload*” de 0,8 debería estar más acelerado. Lo anterior es debido a que la velocidad del rotor de la maquina se encuentra limitado de forma de no superar los 1,2 [rad/s] y evitar posibles daños a la turbina. Una vez ocurrida la falla a pesar que los casos con 0,9 y 0,8 “*deload*” tienen la misma velocidad estos no se comportan de igual manera, siendo el escenario con un “*deload*” de 0,9 el que reduce en mayor medida su velocidad. Esto debido a que el margen de reserva no alcanza a suplir la potencia adicional exigida y esta debe ser extraída de la energía cinética de la turbina.

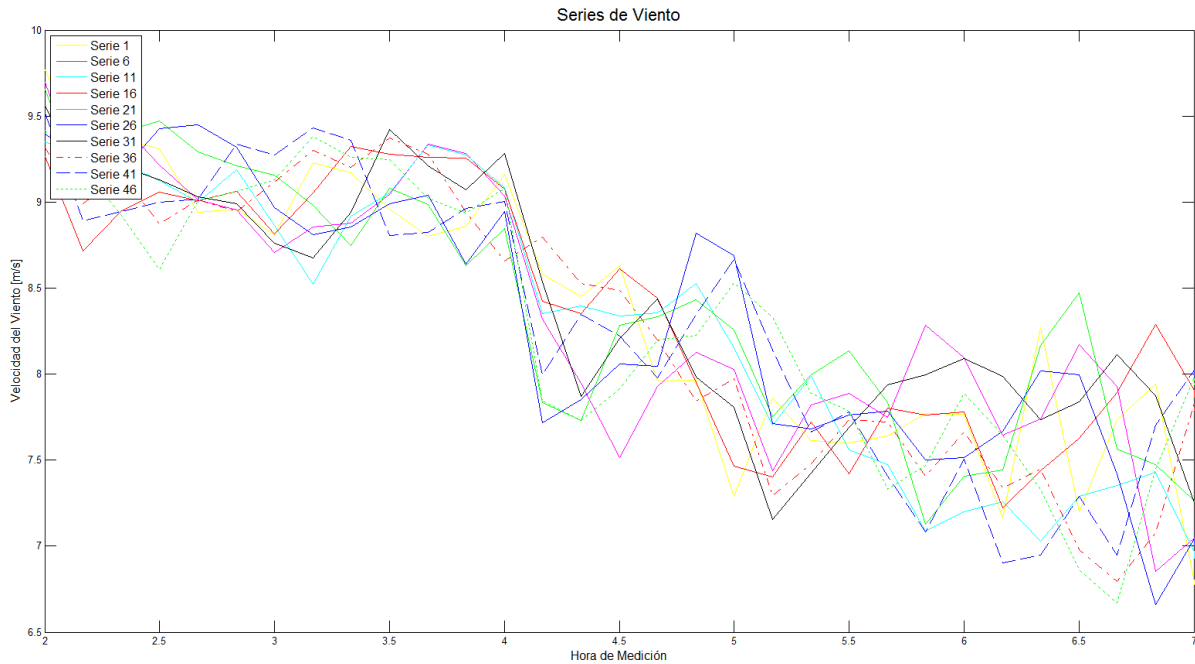
## **5.2. Funcionamiento del parque**

### **5.2.1. Serie de viento**

Como se mencionó en la Sección 3.4 se crearon 9 series de viento que sumada a la serie de viento original completan las 10 series de viento requerida para la primera fila del parque. Por otro lado se adiciono el efecto estela a las series generadas para poder crear las entradas al resto de las turbinas.

#### **5.2.1.1. Series de viento generadas**

En Ilustración 34 se muestra las series de viento generadas entre la segunda y la séptima hora de medición (La series de viento para el resto de las horas se encuentra en los Anexos).



**Ilustración 34 Series de viento generadas**

### 5.2.1.2. Efecto estela

El efecto estela se determina principalmente por 2 factores, la distancia que se ubica la turbina y el factor de expansión. En la Tabla 9 se presenta las series de viento para distintos valores del factor de expansión, mientras que en la Tabla 10 se muestran las series de viento para distintas distancias entre turbinas.

**Tabla 9 Sensibilidad del índice de expansión**

Alfa	Serie 1	Serie 2	Serie 3	Serie 4	Serie 5	Porcentaje de Reducción[%]
0,05	9,7	7,9	6,5	5,3	4,3	<b>18,3</b>
0,10	9,7	8,9	8,1	7,4	6,7	<b>9,1</b>
0,15	9,7	9,2	8,8	8,4	8,0	<b>4,8</b>

**Tabla 10 Sensibilidad de la distancia entre turbinas**

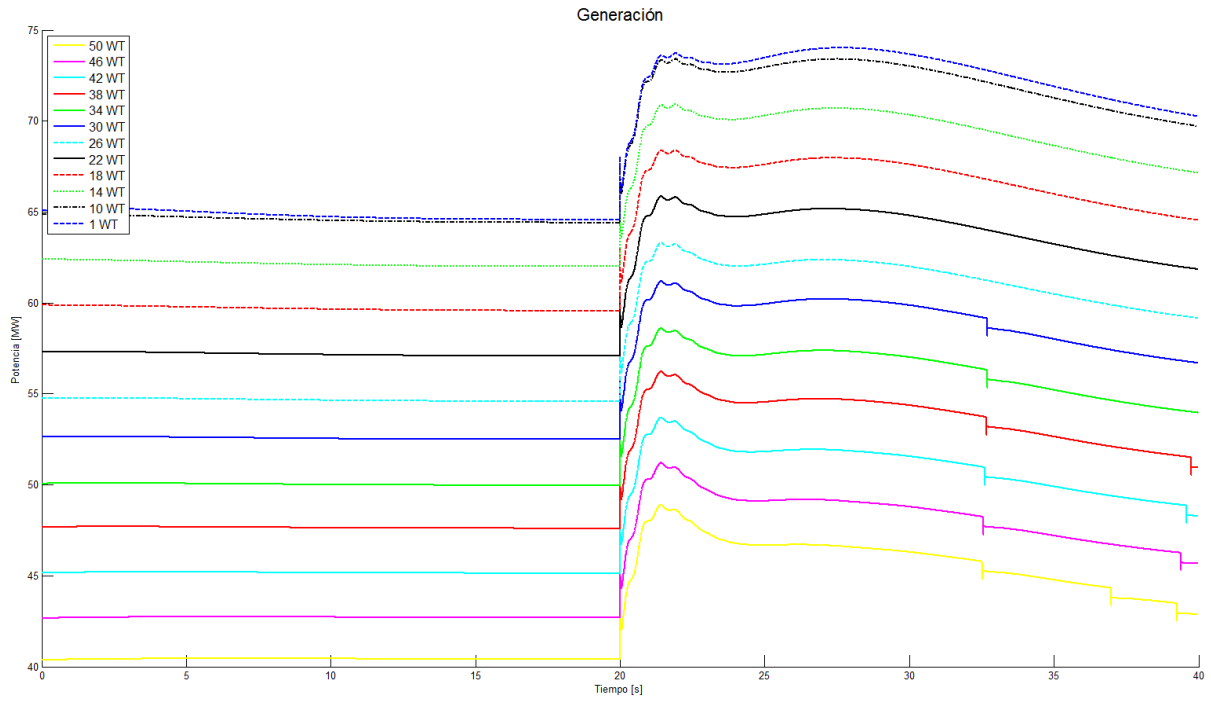
Distancia[m]	Serie 1	Serie 2	Serie 3	Serie 4	Serie 5	Porcentaje de Reducción[%]
750	9,7	8,5	7,5	6,6	5,8	<b>11,9</b>
1000	9,7	8,9	8,1	7,4	6,7	<b>9,1</b>

1250	9,7	9,1	8,5	8,0	7,5	<b>6,2</b>
------	-----	-----	-----	-----	-----	------------

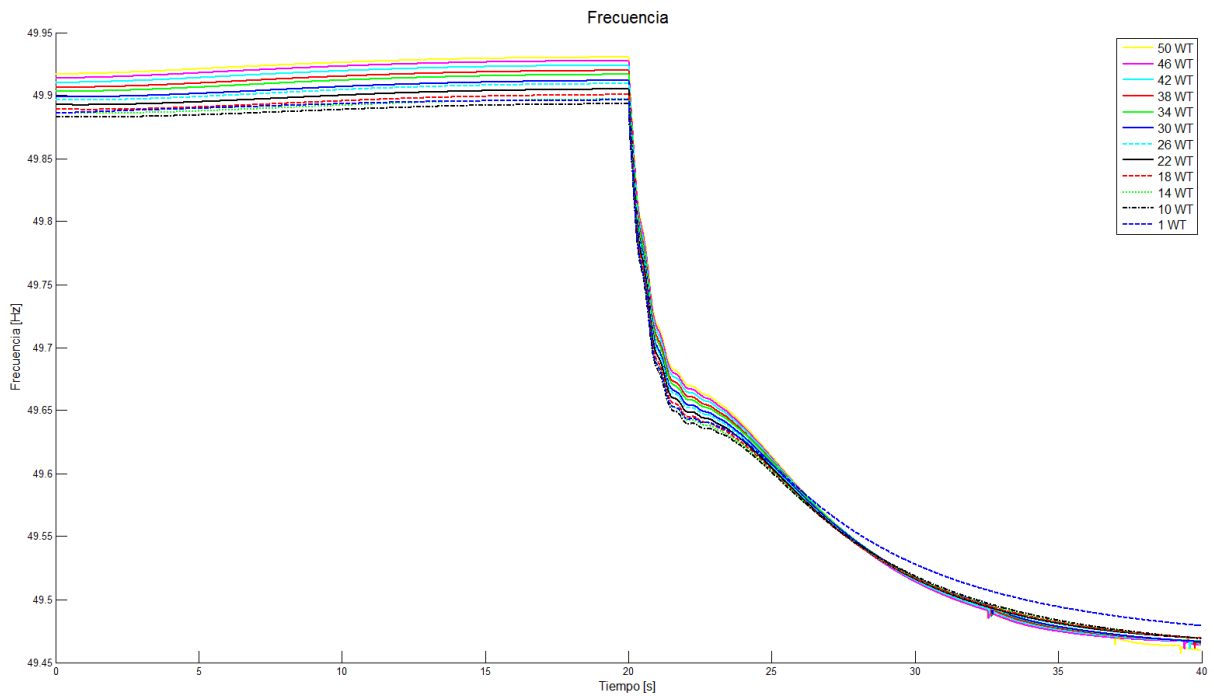
Al observar las tablas presentadas cabe destacar la gran dependencia entre el factor de expansión y el porcentaje de reducción de la velocidad del viento, siendo esta relación más preponderante que la existente entre la distancia de las turbinas y el porcentaje de reducción de la velocidad. Esto debido a que los valores de alfa son pequeños, por lo cual una pequeña variación, como la utilizada, representa una gran variación porcentual. Al contrario de lo que ocurre en el caso de la distancia entre turbinas, donde una reducción de 250 metros solo representa una diferencia del 25%.

**5.2.2. Generación del parque eólico**

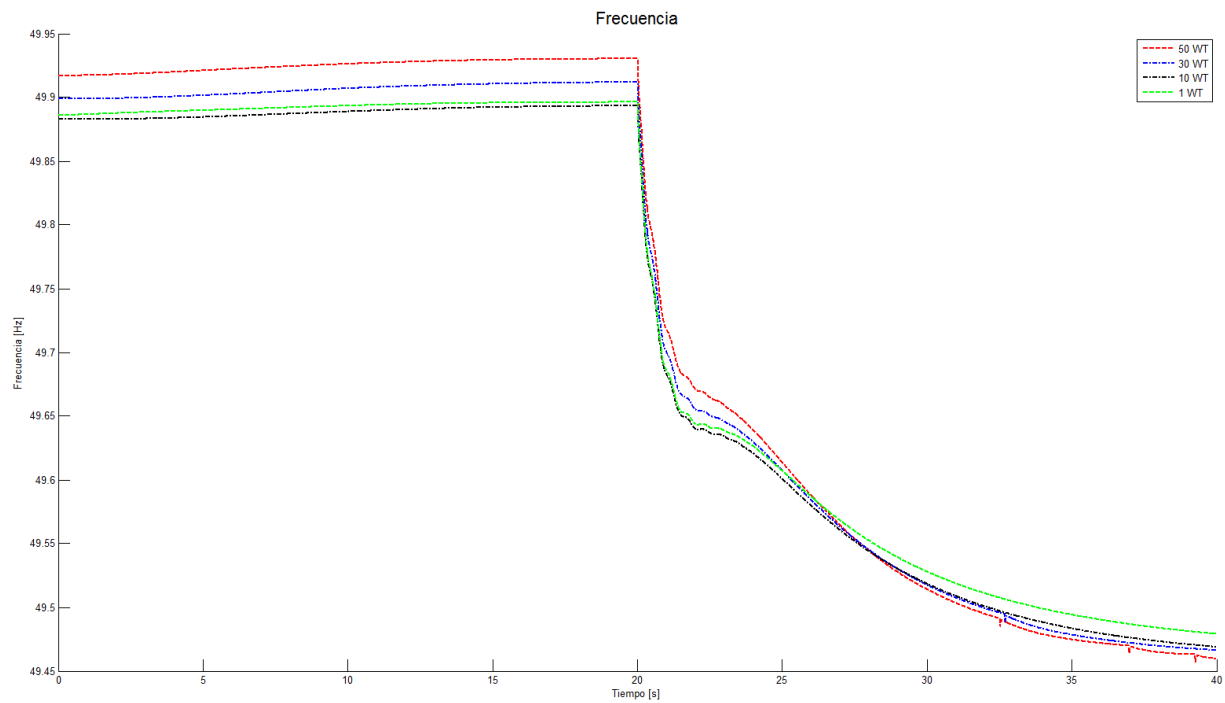
En la Ilustración 35 se presenta la generación del parque eólico al haber una conexión de una carga de 30 MW al sistema para los distintos niveles de agregación. Por otro lado en la Ilustración 36 se enseña la evolución de la frecuencia para los mismos casos estudiados, siendo la Ilustración 37 el detalle de esta última. Por otra parte, la Ilustración 38 muestra los tiempos de simulación para cada uno de los escenarios. Finalmente en la Ilustración 39 se presenta el índice de desempeño para los distintos niveles de agregación.



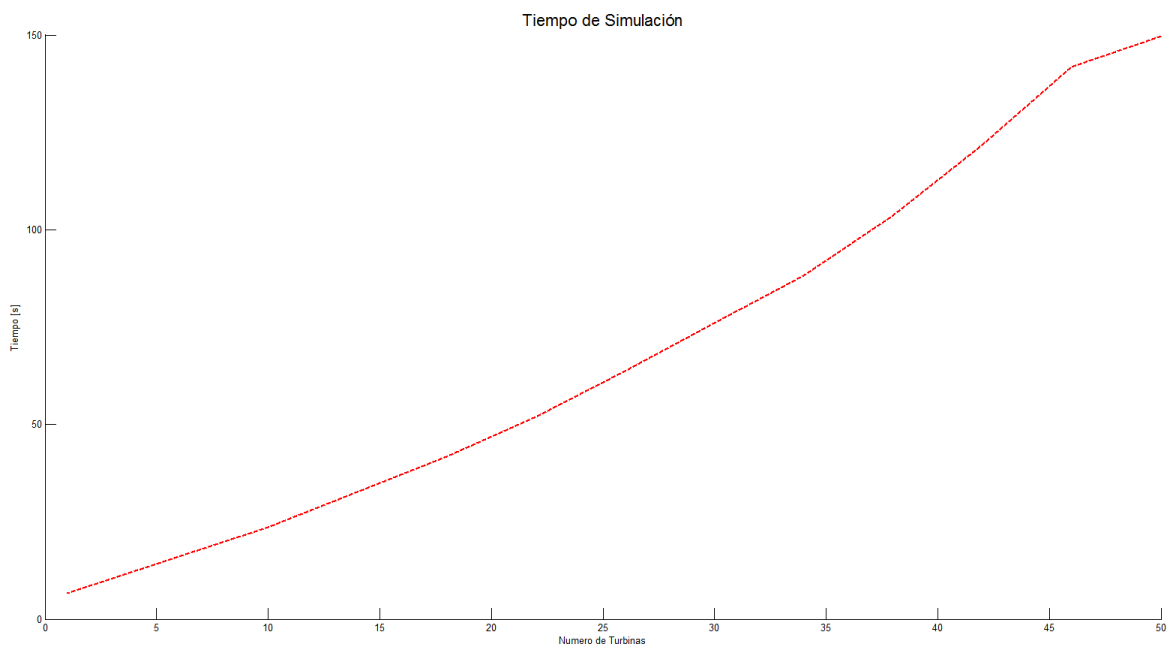
**Ilustración 35 Generación del parque para los distintos escenarios**



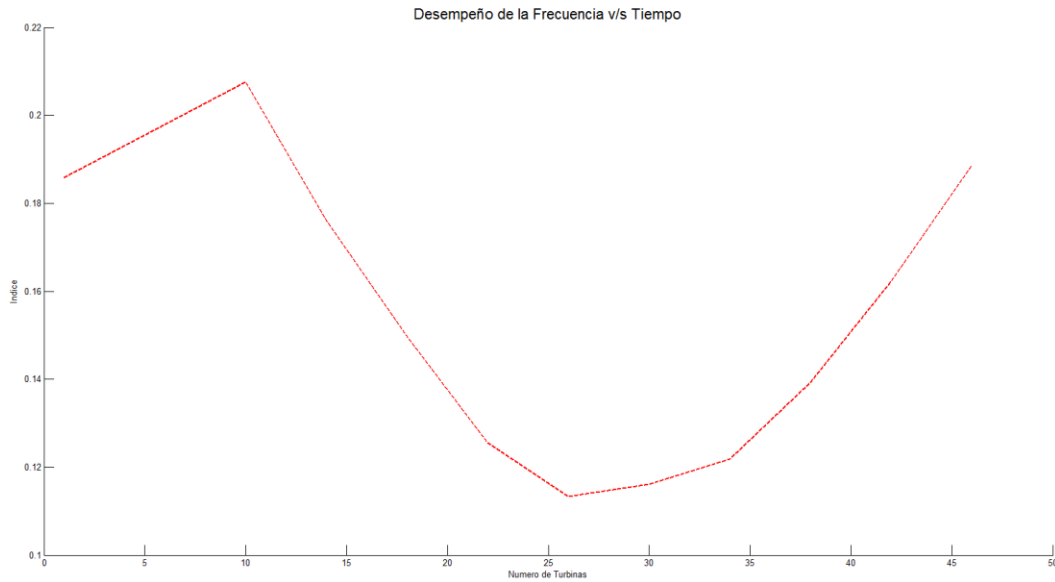
**Ilustración 36 Evolución de la frecuencia para los distintos escenarios**



**Ilustración 37 Evolución de la frecuencia**



**Ilustración 38 Tiempo de simulación para los distintos escenarios**



**Ilustración 39 Índice de desempeño**

Al observar la Ilustración 35 cabe destacar la existencia de pequeñas caídas en la generación para los escenarios que se simulan más de 26 turbinas, estas caídas corresponden a la desconexión de turbinas. Estas desconexiones se deben a que el control “*droop*” le exige a la turbina que entregue una potencia adicional proporcional a su potencia nominal, sin tomar en cuenta la potencia que la turbina es capaz de entregar producto del viento que está recibiendo. Debido a lo anterior es que turbinas que reciben viento a bajas velocidades son más susceptibles a desconectarse producto que la potencia exigida por el control “*droop*” supera la potencia disponible. Por otro lado durante los primeros segundos después de ocurrida la conexión de la carga, todos los casos simulados se comportan de manera similar debido a que siguen la referencia entregada por el control “*droop*”.

Por otra parte se observa que al aumentar el número de turbinas simuladas la potencia generada por el parque disminuye, esto es producto de que las turbinas que se incluyen reciben un viento menor debido al efecto estela y por ende generan menor potencia.

En la Ilustración 36 se puede apreciar que en todos los casos se tiene un comportamiento de la frecuencia similar, a excepción del caso en que se simula una sola gran turbina. En este caso se destaca que el mínimo de frecuencia alcanza un mayor valor al resto de los casos. Esta diferencia se debe a que en el caso de una sola gran turbina la velocidad del viento recibida por la turbina aumenta a medida que pasa el tiempo, lo cual se traduce en que la turbina aumente la potencia generada al pasar

los segundos. Lo anterior se traduce en que el parque sea capaz de entregar una potencia adicional al sistema y por ende que se mejore la respuesta de la frecuencia. Mientras que en el resto de los casos hay turbinas que reciben vientos que aumentan su velocidad y otros que la disminuyen a medida que transcurre la simulación.

De forma de detallar lo planteado en el párrafo anterior se muestra la Ilustración 37, en donde se puede observar que el caso en que se simulan 50 turbinas alcanza un mínimo de frecuencia bastante cercano al caso en que se simularon solo 10 turbinas. Siendo la principal diferencia el que se desconecten turbinas que no son capaces de entregar lo exigido por el CPF.

Por otro lado al ver la Ilustración 38 se extrae que existe una diferencia importante en cuanto a los tiempos de simulación. Siendo el caso en que se simula 1 turbina el de menor tiempo de simulación con 6,6 segundos y el que se simulan 50 turbinas el de mayor tiempo de simulación con 149,7 segundos. Esto es un tema a considerar ya que en este caso se está simulando un sistema solo de 9 barras y con un solo parque eólico, lo que sería un caso bastante reducido.

Finalmente en la Ilustración 39 cabe destacar que el índice de desempeño determina que 26 es el número de turbinas a simular. Debido a que en los casos en que se simulan menos turbinas el error cuadrático aumenta y por ende el valor del índice aumenta. Mientras que al simular mayor cantidad de turbinas el tiempo de simulación aumenta por lo cual el valor del índice también lo hace.

## Capítulo 6 Conclusiones

El trabajo realizado analiza la necesidad de modelar detalladamente un parque eólico de manera de obtener resultados que se apeguen a la realidad en un sistema de prueba como es el IEEE 9 Bus System. El análisis se centra en la estabilidad de frecuencia y es por ello que se considera la conexión intempestiva de una carga de 30 MW, lo cual representa cerca del 10% de la demanda del sistema. Los escenarios tomados fueron 12, en los cuales se iba agrupando cada columna (de 5 turbinas) del parque, en una turbina equivalente de manera de completar las 10 columnas del parque. Conjuntamente se realiza un análisis de sensibilidad del esquema de control implementado respecto a sus parámetros de diseño.

Los resultados muestran que los tiempos de simulación dependen fuertemente del número de turbinas simuladas, siendo el tiempo máximo de simulación cercano a 21 veces el tiempo mínimo de simulación. Por otro lado, no existe una diferencia determinante en el comportamiento dinámico una vez que ocurre la falla al simular los casos que contiene entre 10 y 50 turbinas, siendo los mínimos de frecuencia alcanzados similares. En cambio el caso en que se simuló una sola turbina presenta un mejor desempeño dinámico, producto que la velocidad del viento recibida aumentaba con el tiempo. Esto dice que la respuesta en frecuencia cuando se simula una sola gran turbina está influida por el comportamiento del viento recibido pudiendo generar pequeñas diferencias al despreciar el comportamiento del viento en el resto del parque. En cuanto a la diferencia al simular mayor cantidad de turbinas destaca el apagado de algunas turbinas una vez ocurrida la falla. Esto debido a que las turbinas reciben un viento con una menor velocidad y por ende disponen de una menor cantidad de potencia extraíble.

Respecto a la sensibilidad realizada a los parámetros de los controladores, es posible decir que al imponer constantes de estatismo muy bajas el desempeño durante los primeros segundos mejora, pero luego éste comienza a disminuir debido a que se le exige que entregue demasiada potencia que la turbina no tiene disponible. Por otro lado el dejar un margen de reserva mediante el “*deload*” permite amortiguar este efecto. Sin embargo, el mantener ese margen de potencia significa que se está dejando de vender esa energía. Consecuentemente, hay que decidir sobre el aporte al CPF que realizará la turbina, fijando su margen de potencia y luego su estatismo, de manera que la turbina no sea exigida más allá de sus límites.



En base a lo anterior, se concluye que lo ideal es utilizar un margen de reserva del 10% y un estatismo del 5%, lo que permite que la máquina pueda aportar para al CPF sin tener que entregar una gran cantidad de energía rotacional contenida en sus aspas. Luego, para determinar el nivel de agregación se calculó el índice mostrado en el Capítulo 3 para los distintos casos. El valor del índice determina que el caso en que se simulan 26 turbinas es el nivel de detalle a simular tomando en cuenta el tiempo y la precisión de la simulación.

El control implementado constituye una estructura básica del control “*deload*” para los generadores DFIG. En un trabajo futuro se puede añadir un esquema de control que evite la sobre-exigencia a algunas turbinas, como por ejemplo, un control a nivel de parque que les exija a las turbinas aportar al CPF según su estado y no proporcionalmente a la potencia nominal. Además, el parque eólico también representa una estructura básica en el cual se podría añadir el efecto de los cables al interior del mismo.

## Capítulo 7 Bibliografía

- [1] British Petroleum, Statistical Review of World Energy, 2014.
- [2] Centro de Despacho Economico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande(CDEC-SING), Operación Real, 2015.
- [3] Centro de Despacho Economico de Carga del Sistema Interconectado Central(CDEC-SIC)), Operación Real, 2015.
- [4] Krzysztof Rudion, Antje Orths Natalia Moskalenko, "Study of wake effects for offshore wind farm planning," in *Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2010.
- [5] Yi-mei WANG, Yong-qian LIU Li LI, "Impact of wake effect on wind power prediction," in *Renewable Power Generation Conference (RPG)*, 2013.
- [6] Trans D. G. Randall, Wind Energy Conversion Theory, Betz Equation.
- [7] P.Wall, V.Terzija F. González-Longatt, "Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior," *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 329-338, 2012.
- [8] J. Ekanayake, Sri Lanka Univ. of Peradeniya, and N. Jenkins, "Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency," *Energy Conversion, IEEE Transactions*, vol. 19, no. 4, pp. 800-802, December 2004.
- [9] Zhao-sui ZHANG, Guo-jie LI and Jin LIN Yuan-zhang SUN, "Review on Frequency Control of Power," in *International Conference on Power System Technology*, 2010.
- [10] A. Teninge, C. Jecu, D. Roye, S. Bacha, and J. Duval, "Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 3, pp. 358-370, September 2009.
- [11] James F. Conroy and Rick Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 23, no. 2, pp. 649-656, April 2008.

- [12] K. V. Vidyanandan and Nilanjan Senroy, "Primary Frequency Regulation by Deloaded Wind Turbines Using Variable Droop," *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 28, no. 2, pp. 837-846, August 2012.
- [13] Simon De Rijcke, Kailash Srivastava, Muhamad Reza, Antonis Marinopoulos, Johan Driesen Pieter Tielens, "Frequency Support by Wind Power Plants in Isolated Grids with Varying Generation Mix," in *IEEE Power and Energy Society General*, 2012.
- [14] J.B. Ekanayake and N. Jenkins G. Ramtharan, "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, no. 1, pp. 3-9, March 2007.
- [15] Francesco Conte, Samuele Grillo, Stefano Massucco, Federico Silvestro Francesco Baccino, "An Optimal Model-Based Control Technique to Improve Wind Farm Participation to Frequency Regulation," *Sustainable Energy, IEEE Transactions*, vol. 6, no. 99, pp. 993-1003, July 2014.
- [16] Ministerio de Energía de Chile. [Online]. [http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03\\_Energias/Otros\\_Niveles/renovables\\_noconvencionales/Tipos\\_Energia/eolica.html](http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/eolica.html)
- [17] Stephen Rose and Jay Apt, "Generating wind time series as a hybrid of measured and simulated data," *Wind Energy*, vol. 15, no. 5, pp. 699-715, 2012.
- [18] P Veers, "Modeling stochastic wind loads on vertical axis wind turbines," *SAND*, vol. 83, no. 1909, pp. 1-12, 1984.
- [19] Centro de Despacho Economico de Carga del Sistema Interconectado del Norte (CDEC-SING) Grande. (2015, Junio) [Online]. [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cdec\\_pages.pagina?p\\_id=1087](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=1087)
- [20] Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology, Ed. Estocolmo, Suecia: John Wiley & Sons, Ltd.
- [21] DlgSILENT GmbH, "Dynamic Modelling of Doubly-Fed," Gomaringen, Technical Documentation 2003.
- [22] Jonathan Feller, *Wind Turbine Shaft Stress Reduction*, 2010, Thesis. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology.
- [23] Francisco M. González-Longatt, "Modelación del Rotor de Turbinas de Viento en

Simulación de Sistemas de Potencia: Parte III," reporte de investigación 2007.

- [24] Markus A. Poller, "Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms," in *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, Italy, 2003.
- [25] Hui Liang and Jiuchun Jiang Chuanwei Yang, "Modeling and Simulation of AC-DC-AC Converter System for MW-Level Direct-Drive Wind Turbine grid Interface," in *Power Electronics Specialists*, Jeju, 2006, pp. 1-4.
- [26] Jianzhong Zhang, Southeast Univ., Nanjing Sch. of Electr. Eng., Ming Cheng, Zhe Chen, and Xiaofan Fu, "Pitch angle control for variable speed wind turbines," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, 2008, pp. 2691 - 2696.
- [27] Abdulhamed Hwas and Reza Katebi, "Wind Turbine Control Using PI Pitch Angle Controller," in *IFAC Conference on Advances in PID Control*, Brescia (Italy), 2012.
- [28] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Noviembre 2014.
- [29] Wei-Ting Lin and Yao-Ching Yin Le-Ren Chang-Chien, "Enhancing Frequency Response Control by DFIGs in the High Wind Penetrated Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 710-718, 2011.
- [30] Diego Alberto González Vera, Perfiles de generación eólica para la simulación de mediano y largo plazo de sistemas eléctricos de potencia, 2013, Tesis. Santiago: Universidad de Chile.
- [31] Shiqian Wang Li Lin, "Investigation of the Strategy of Wind Farm Power Regulation Considering System Frequency Regulation Demand," in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011.
- [32] Santiago Arnalte and Juan Carlos Burgos José Luis Rodríguez-Amenedo, "Automatic Generation Control of a Wind Farm With Variable Speed Wind Turbines," *Energy Conversion, IEEE Transactions*, vol. 17, no. 2, pp. 279-284, 2002.
- [33] Zhong Wu, Jiexin Wang Xiaoqing Han Yushu Cheng, "Research on Frequency Regulation of Power System Containing Wind Farm," in *Probabilistic Methods*

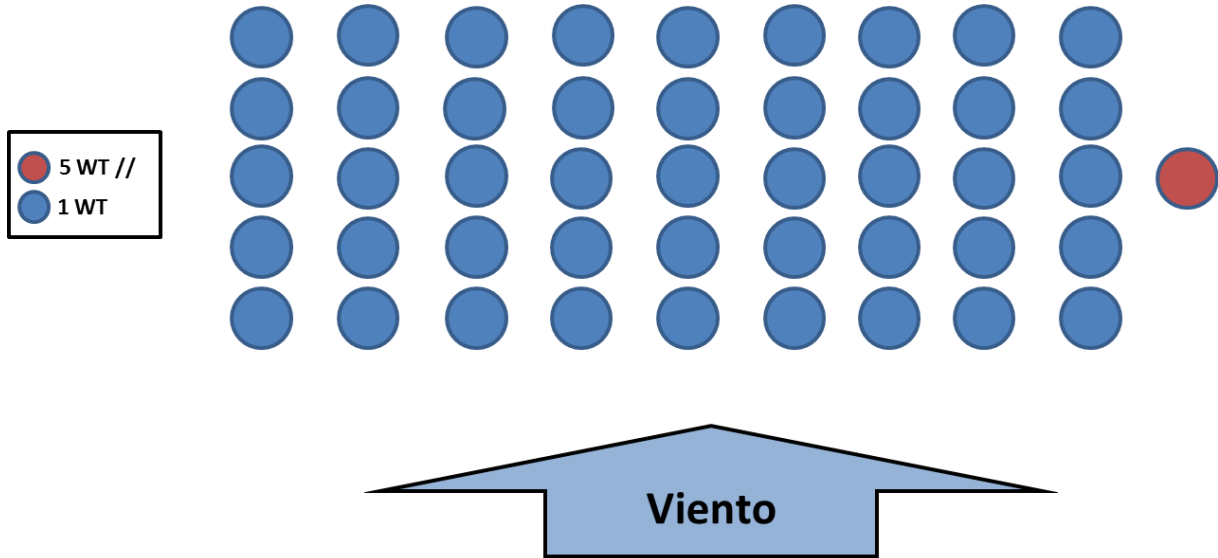
*Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2010.

- [34] Badrul H. Chowdhury and Hong T. Ma, "Frequency regulation with wind power plants," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [35] Emmanouil Loukarakis, Stavros Papathanasiou and Nikos D. Hatziargyriou Panayiotis Moutis, "Primary load-frequency control from pitch controlled wind turbines," in *PowerTech*, 2009.
- [36] Poul Sørensen, Florin Iovb, Frede Blaabjerg, Anca D. Hansena, "Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 7, pp. 935-951, August 2005.
- [37] Francisco González-Longatt, Enrique Gavorskis, Oswaldo Ravelo Caelos Médez, "Evaluación del efecto de la estela en el desempeño de un parque eólico," UNEFA, Reporte.
- [38] J. A. Peças Lopes and J. A. L. Barreiros Rogério G. de Almeida, "Improving Power System Dynamic Behavior Through doubly fed induction machines controlled by static converter using fuzzy control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, 2004.
- [39] Centro de Energías Renovables, "Reporte CER," Abril 2015.

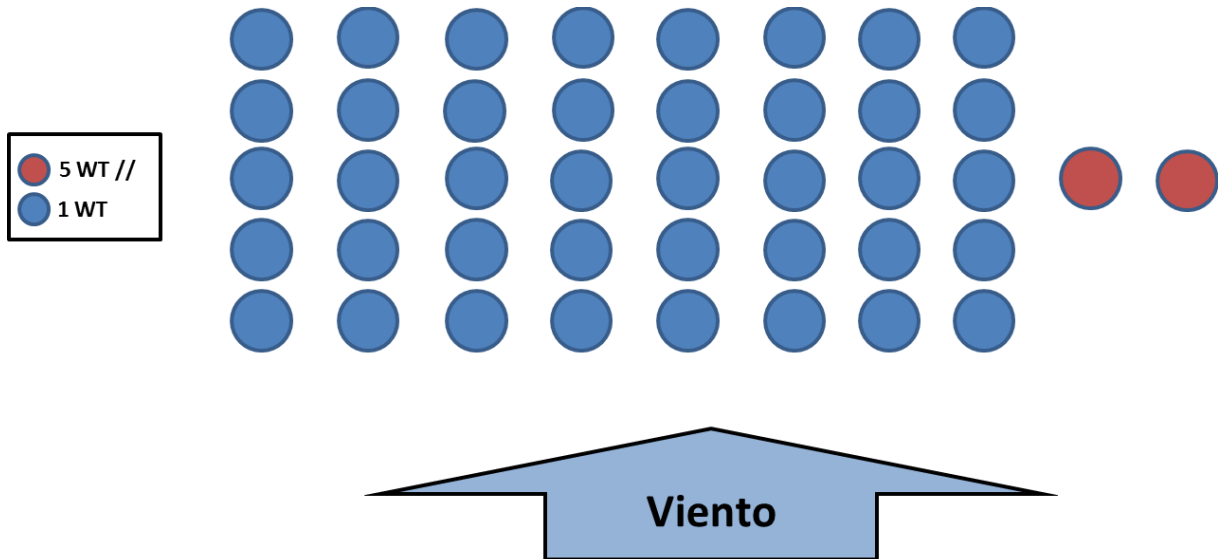
## Capítulo 8 Anexos

A continuación se muestran los escenarios utilizados

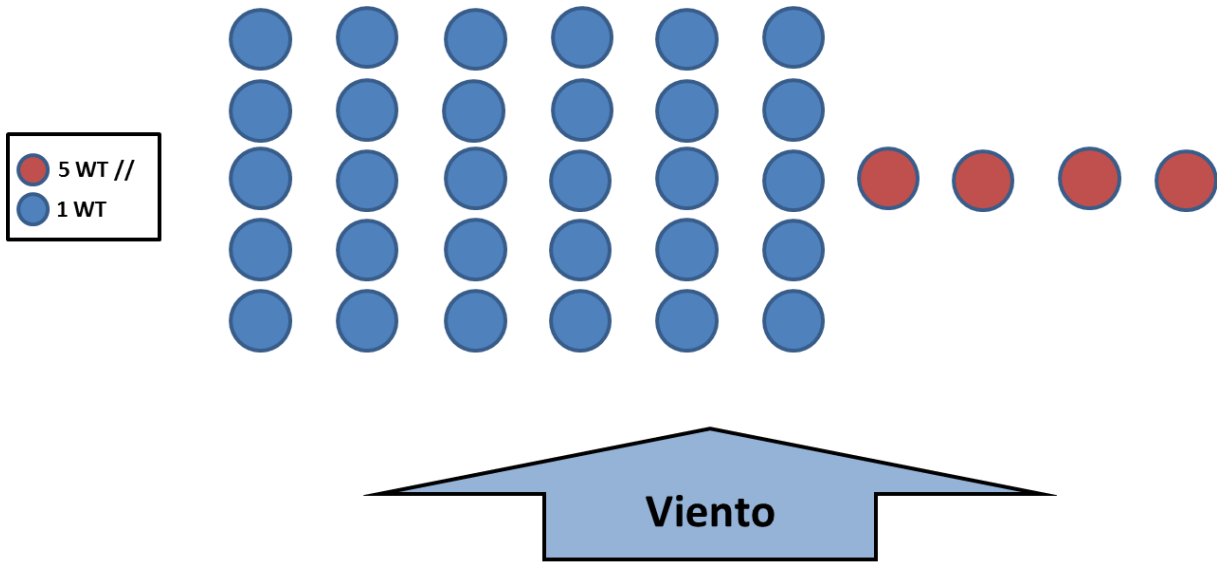
**Simulación de 46 turbinas:**



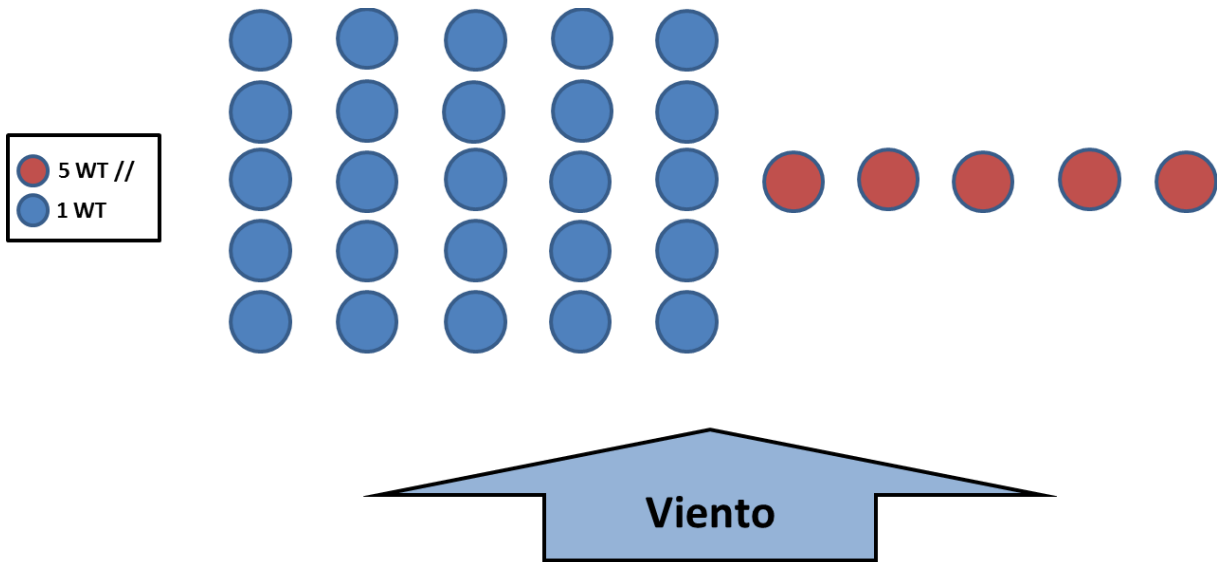
**Simulación de 42 turbinas:**



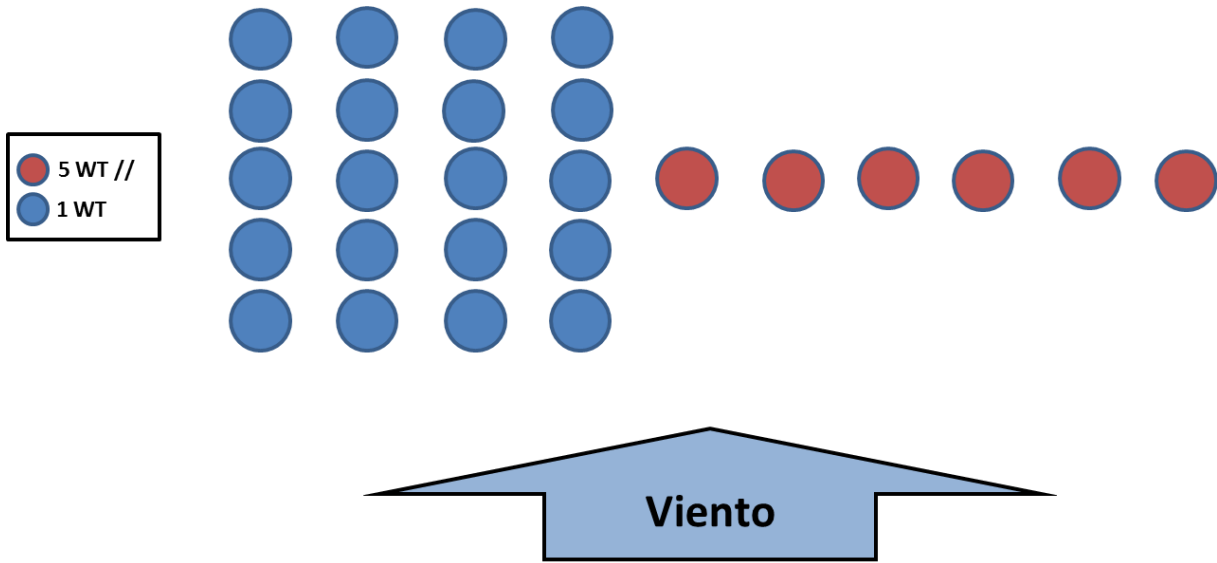
**Simulación de 34 turbinas:**



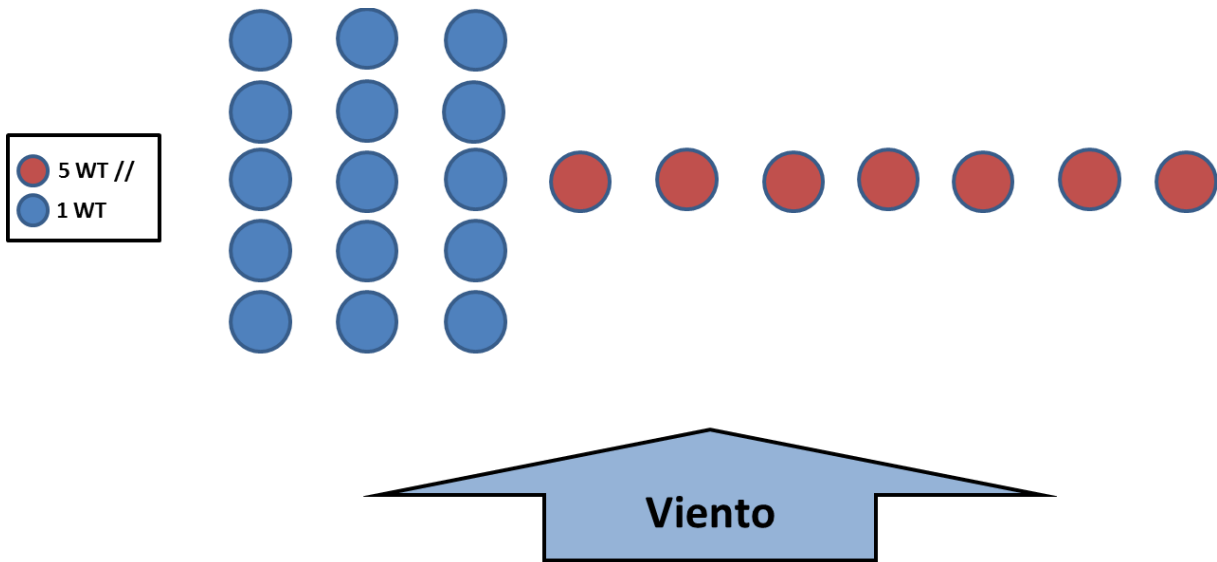
Simulación de 30 turbinas:



Simulación de 26 turbinas:

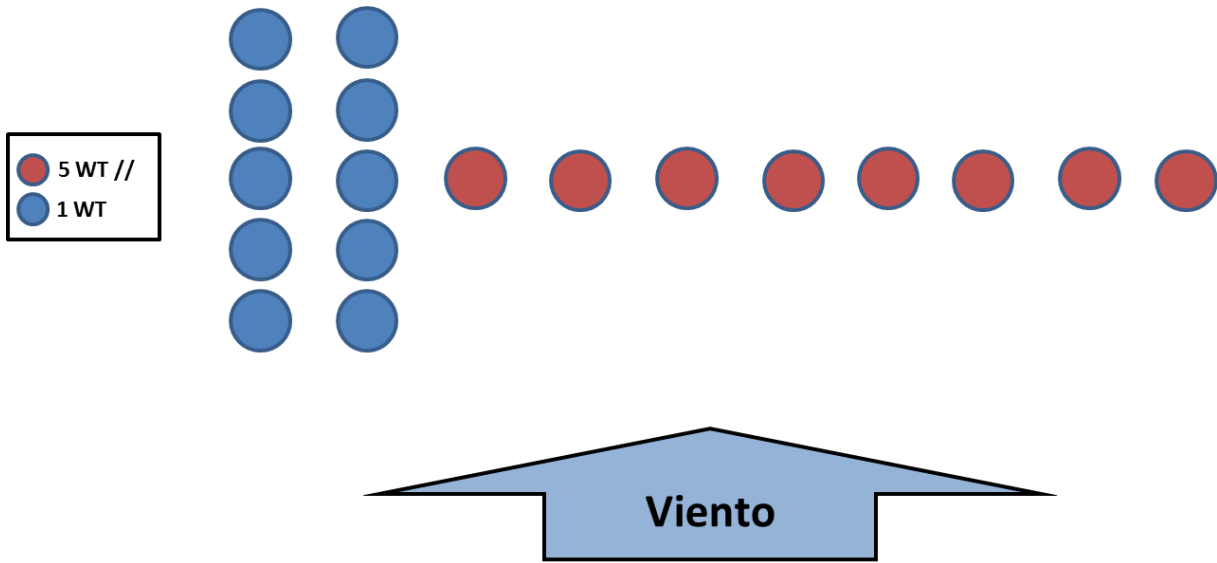


Simulación de 22 turbinas:

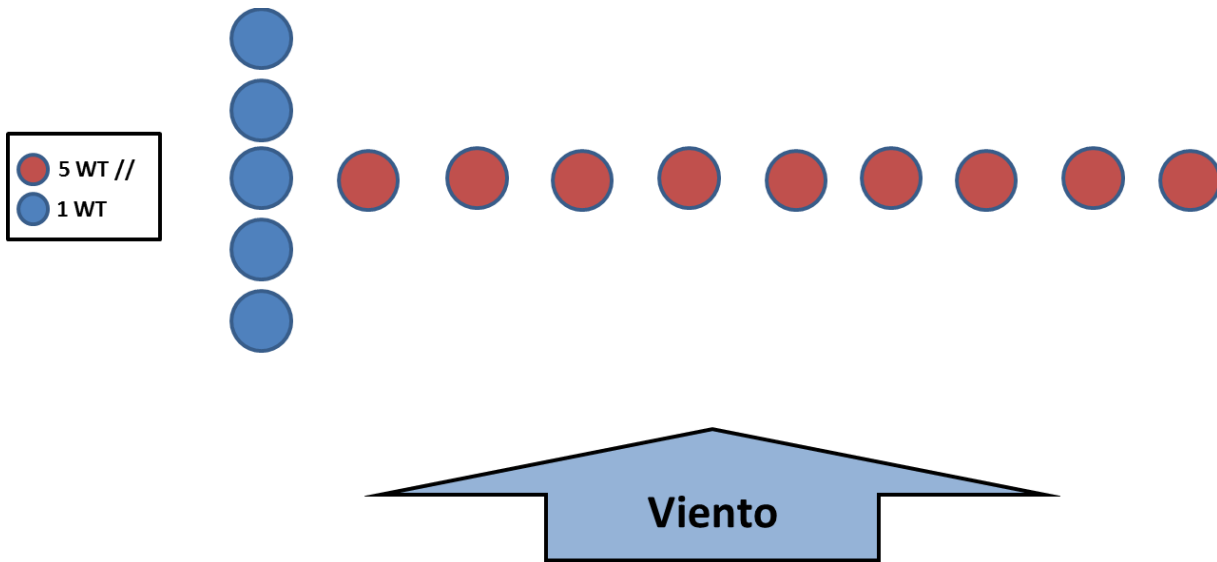


Simulación de 18 turbinas:





Simulación de 14 turbinas:



Simulación de 10 turbinas:



### Series de vientos generadas

A continuación se presenta tanto la medición de viento, como las series de viento generadas para un total de 296 horas.

