

TRABAJO DE FIN DE GRADO
Grado en Ingeniería de la Energía
**OPERACIÓN Y CONTROL DE PARQUES EÓLICOS
MARINOS**



Memoria i Anexos

Autor: Martín Ferrer Escobar
Director: Jose Luís Dominguez-García
Convocatoria: Octubre 2017



Resumen

Este trabajo se basa en el estudio de la respuesta inercial de los aerogeneradores según su tamaño, el cuál será desarrollado en un parque eólico off-shore. En primer lugar, se explicará el marco teórico tanto de los requisitos técnicos necesarios para una correcta y segura conexión a la red, así como también del funcionamiento de los aerogeneradores y las mejoras que se han ido desarrollando para mejorar su funcionamiento.

La parte principal del trabajo se centrará en el estudio del comportamiento inercial de los aerogeneradores, comprobando los efectos del tamaño, el control y el tipo de configuración, los elementos principales que pueden influir en este resultado. Se han ejecutado simulaciones para cuatro configuraciones del modelo, cada una más compleja que la anterior, de forma que se puedan extraer conclusiones válidas, las cuales exponen que el tamaño de los aerogeneradores afecta de forma activa al comportamiento inercial, los más grandes se benefician del control de emulación de inercia más que los que tienen un tamaño inferior y que los parámetros como el cableado o las formas de conexión se han de tener en consideración.

Resum

Aquest treball es basa en el estudi de la resposta inercial dels aerogeneradors segons les seves dimensions, el qual serà desenvolupat en un parc eòlic off-shore. En primer lloc, es farà una explicació del marc teòric tant dels requisits tècnics necessaris per una connexió correcta i segura, així com també del funcionament dels aerogeneradors i les millores que s'han anat desenvolupant per millorar el seu funcionament.

La part principal del treball es centrarà en l'estudi del comportament inercial dels aerogeneradors, comprovant els efectes de les dimensions, el control i el tipus de configuració, els elements principals que poden influir en el resultat. S'han executat simulacions per a quatre configuracions del model, cadascuna més complexa que l'anterior, de forma que es puguin extraure conclusions vàlides, les quals exposen que les dimensions de les turbines eòliques té un efecte considerable, els més grans tenen un benefici més gran del control inercial que els que tenen unes dimensions inferiors i que els paràmetres com el cablejat o les formes de connexió s'han de tindre en consideració.

Abstract

This project is based in the study of the inertial response of the wind turbines depending on their size, it will be developed in an off-shore wind farm. In first place, the theoretical framework will be explained, from the technical requirements that are needed to assure a safe and correct connection to the grid, to the operation of the wind turbines and the upgrades that have been developed to improve their performance.

The main section of the project will focus on the study of the inertial response of the wind turbines, testing the effect of the size, inertial control and kind of configuration, the principal elements that can influence in this result. Four different configurations had been executed, each one of them more complex than the one before. It will allow to extract valid conclusions, they expose that the size of the wind turbines has an important effect on the inertial response, also that the bigger the turbine is, the more they benefit from the inertial control, and also that settings such as the wire or the kinds of connection are to be considered.

Índice

RESUMEN	3
RESUM	4
ABSTRACT	5
1. PREFACIO	9
1.1. Origen del trabajo.....	9
1.2. Motivación.....	9
2. INTRODUCCIÓN	10
2.1. Objetivos del trabajo.....	10
2.2. Metodología del trabajo	10
3. CONFERENCIA DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO 2015	12
4. ENERGÍA EÓLICA	14
5. GRID CODES	16
5.1. Requisitos técnicos establecidos.....	17
5.2. Respuestas a perturbaciones de tensión.....	17
5.2.1. Faltas Equilibradas.....	18
5.2.2. Faltas desequilibradas	21
5.3. Respuesta a perturbaciones de frecuencia	22
5.4. Requisitos de control para el régimen permanente.....	23
5.5. Perspectivas a futuro de los requisitos técnicos.....	25
6. COMPORTAMIENTO INERCIAL	27
6.1. Regulación de frecuencia para grandes penetraciones de energía eólica.....	29
7. TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS	30
7.1. Turbina DFIG.....	30
7.2. Métodos para mejorar la respuesta inercial en turbinas de velocidad variable	31
7.2.1. Regulación de una DFIG	31
8. CASO DE ESTUDIO	36
8.1. Primera configuración: modelo global agregado	37

8.2. Segunda configuración: Dos modelos agregados con la mitad de potencia sin considerar pérdidas por cables	41
8.3. Tercera configuración: Dos modelos agregados con la mitad de potencia considerando pérdidas por cables	42
8.4. Cuarta configuración: tres grupos de tres aerogeneradores considerando las pérdidas del cable	42
9. RESULTADOS	44
9.1. Resultados configuración 1	44
9.2. Resultados configuración 2	53
9.3. Resultados configuración 3	55
9.4. Resultados configuración 4	63
10. ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL	68
CONCLUSIONES	70
PRESUPUESTO I/O ANÁLISIS ECONÓMICO	71
BIBLIOGRAFÍA	72



1. Prefacio

En los últimos años ha habido un aumento del interés en el desarrollo de energías renovables, a causa de la creciente preocupación por las problemáticas ambientales. Una de las principales es la energía eólica, a causa de la gran cantidad de energía que es capaz de producir. Para que estos nuevos métodos de generación puedan ser competitivos con los ya establecidos, será necesario que puedan cumplir con la función de asegurar un abastecimiento de energía de calidad.

1.1. Origen del trabajo

El origen del trabajo surge en el momento en que observa que la tecnología de las turbinas eólicas va mejorando y permite la construcción de aerogeneradores de mayor tamaño y de nuevas características que aumentan la cantidad de energía generada. A pesar de que en principio estos aspectos son positivos, es necesario comprobar cómo se comportan delante de distintas situaciones, cómo en este caso en una caída de frecuencia.

1.2. Motivación

La motivación de este trabajo es dar respuestas a la pregunta de cómo afecta el tamaño, el control y la distribución de los aerogeneradores y de los parques eólicos a la respuesta inercial. Así como estudiar la importancia de la respuesta inercial en un tipo de generación energética, y el efecto que tiene en el momento de que ocurre una falla en el sistema.

2. Introducción

A lo largo de este trabajo se buscará estudiar el efecto que puede tener la constante evolución en la tecnología de los aerogeneradores en el comportamiento de los mismos en la red eléctrica establecida. En primer lugar, se explicará la motivación de desarrollar métodos de energías renovables y no contaminantes que puedan ser competitivas con las energías convencionales. El trabajo se focalizará en la energía eólica por lo que se estudiarán las principales características de ésta, así como ventajas, inconvenientes y requisitos básicos para el correcto funcionamiento de ésta.

Posteriormente se estudiará una parte más técnica, dónde se explicará el funcionamiento de los generadores eólicos más comunes y los nuevos mecanismos que se han desarrollado para mejorar el funcionamiento de éstos, especialmente en el aspecto de la respuesta inercial de los aerogeneradores, ya que será el caso de estudio del proyecto. Al ser la inercia el parámetro principal de estudio también se hará una explicación de la importancia de ésta parámetro y de su comportamiento.

Finalmente se explicará el caso de estudio a llevar a cabo para poder extraer las conclusiones necesarias del proyecto. Se ejecutarán comprobaciones de la validez de los modelos, así como de la diferencia de comportamientos según el tamaño de los aerogeneradores o del control que éstos tengan.

2.1. Objetivos del trabajo

El objetivo principal del trabajo es el de demostrar cómo afecta el tamaño de los aerogeneradores a la respuesta inercial de éstos. Es de vital importancia estudiarlo ya que cada vez las turbinas eólicas aumentan su tamaño para poder producir más energía, pero es necesario saber cómo se comportan delante de las posibles fallas del sistema. También se buscará exponer la respuesta de dichos generadores en el momento en que se les aplica un control inercial que permite emular el comportamiento de los generadores convencionales.

2.2. Metodología del trabajo

Para llevar a cabo el trabajo primero se hará una explicación teórica del funcionamiento de los aerogeneradores, así como de las nuevas tecnologías que se emplean para mejorar su funcionamiento. Posteriormente se realizarán simulaciones mediante un modelo de Simulink que simula

un modelo agregado de aerogenerador junto con un conjunto que representa todo el comportamiento de la red eléctrica.

Se ejecutarán simulaciones con diferentes condiciones y resultados que permitirán hacer una comparativa y demostrar cuál es la configuración óptima para el funcionamiento de los aerogeneradores.

3. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático 2015

El cambio climático se ha convertido en uno de los asuntos que mayor preocupación causa a los gobiernos mundiales. Hecho que se pudo comprobar en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en 2015, celebrado en París. Esta reunión es una fecha histórica ya que por primera vez se llegó a un acuerdo sobre los métodos para reducir los efectos de las grandes perturbaciones que está sufriendo el medio ambiente.

A lo largo de muchos años se intentó llegar a esta concordancia en diversas reuniones que juntaron a los países que aportaban en una mayor medida a la contaminación mundial. El caso más destacado es el protocolo de Kioto el cual fue principalmente adoptado en 1997, pero no entró en vigor hasta 2005, y el objetivo principal era reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a un 5% en el período comprendido entre 2008 y 2012, para así llegar a un nivel equivalente al que se tenía en 1990.

Este acuerdo ayudó a una disminución de la contaminación producida por los países participantes, pero ni de lejos se consiguieron los objetivos propuestos, influido también por el hecho de que países que tienen una gran participación en la producción de gases de efecto invernadero, como Estados Unidos o Canadá, no ratificasen el acuerdo. Posteriormente se acordó un segundo período de participación del tratado, cuyo período de vigencia es de 2013 a 2020, en el cual se imponen objetivos más claros, pero con un débil compromiso de los países industrializados.

Así pues, se llega la XXI Conferencia del Cambio Climático, celebrada en París y donde se buscaba llegar finalmente a un acuerdo mundial para la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. Y por primera vez en la historia se consiguió el objetivo, el de llegar a un consenso del método para llegar al objetivo deseado. El acuerdo se hizo vinculante cuando más de los países que representaban el 55% de las emisiones aceptaron. Las medidas del tratado se empezarán a llevar a cabo en 2020, cuando acaba el período del acuerdo anterior.

Como marca principal se tiene el que en 2100 la temperatura del planeta no haya aumentado más de 2 grados centígrados, ya que sobrepasado este límite las consecuencias medioambientales podrían ser devastadoras. Para poder cumplir este objetivo las emisiones se tendrían que reducir a la mitad en el año 2050, en comparación con las que había en 2010, y reduciéndose por completo para el año final que es 2100.

Todas estas medidas que se quieren tomar han provocado que los gobiernos de las naciones busquen métodos para poder mantener la calidad de vida a la que se ha llegado, pero de una forma más verde y más amigable con el planeta. Una de las áreas donde se está investigando continuamente es la producción de energía, la cual es fundamental para la sociedad actual. En los años recientes ha habido avances de las energías renovables y no contaminantes, entre las cuales se pueden encontrar la eólica, la termosolar, entre otras. El hecho de que hayan surgido esta clase de energías representa una gran oportunidad para el campo, con el objetivo de que sean competitivas con la generación energética tradicional.

El hecho de que la meta sea que en el año 2100 las emisiones de gases de efecto invernadero estén prácticamente eliminadas implica que las energías convencionales han de ser sustituidas por completo, por lo que los problemas que presentan las energías renovables han de ser solventados, de forma que sean fiables y se adapten a las condiciones de la red eléctrica.

Las energías renovables tienen muchos inconvenientes y aún no se puede depender exclusivamente de ellas para la generación total de electricidad. Entre los principales contratiempos que tienen este tipo de energías podemos encontrar los siguientes:

- Necesidad de grandes extensiones de terreno para poder producir una cantidad adecuada de energía. Éste hecho puede provocar consecuencias negativas en las zonas donde se implanten, afectando a ecosistemas existentes y teniendo un impacto visual considerable.

Los emplazamientos idóneos serían aquellos que no tienen una gran importancia biológica o que no sean fáciles de aprovechar para la producción de materiales de primera necesidad o alimentos.

- No en todos los casos la producción de energía renovable tiene una aportación nula o negativa de gases de efecto invernadero como es el caso de los bio combustibles.
- En el caso de las energías solar y eólica, las cuales no producen gases de efecto invernadero, la forma de obtención y almacenamiento de la energía puede ser complicado a causa de la dificultad de controlar el recurso. Por lo que si no se desarrollan tecnologías que ayuden a aumentar el aprovechamiento, son tipos de generación poco fiables.

Aunque estos puntos no se han solventado del todo, la tecnología ha permitido que las prestaciones de estas energías sean mucho mejores, tanto técnica como económicamente, de forma que actualmente son mucho más competitivas con las formas de generación convencionales.

Esto se ve reflejado en una mayor participación de éstas en la fracción energética total de los países, así como una fuerte inversión de éstos en el campo.

4. Energía eólica

Como se mencionó con anterioridad una de las fuentes más importantes dentro de las energías renovables es el viento, ya que es un recurso ilimitado y con una gran capacidad energética. Es una tecnología que ha ido avanzando con el tiempo de forma que se pueda maximizar la cantidad de electricidad producida y así poder ser más competitiva con los métodos de generación convencionales.

Este tipo de energía se basa en utilizar la energía cinética del viento para producir electricidad, lo cual se lleva a cabo por medio de aerogeneradores, que transforman esta energía cinética en mecánica a través de una hélice y en eléctrica por medio de un alternador. Aunque parezcan muy recientes, los aerogeneradores han ido evolucionando a lo largo de más de 100 años, siendo el primero de 1887.

Estos avances se pueden notar claramente en la evolución de la potencia instalada de energía eólica, la cual ha pasado de 23.900 KW en 2001 a 486.749 KW en 2016, a nivel mundial.

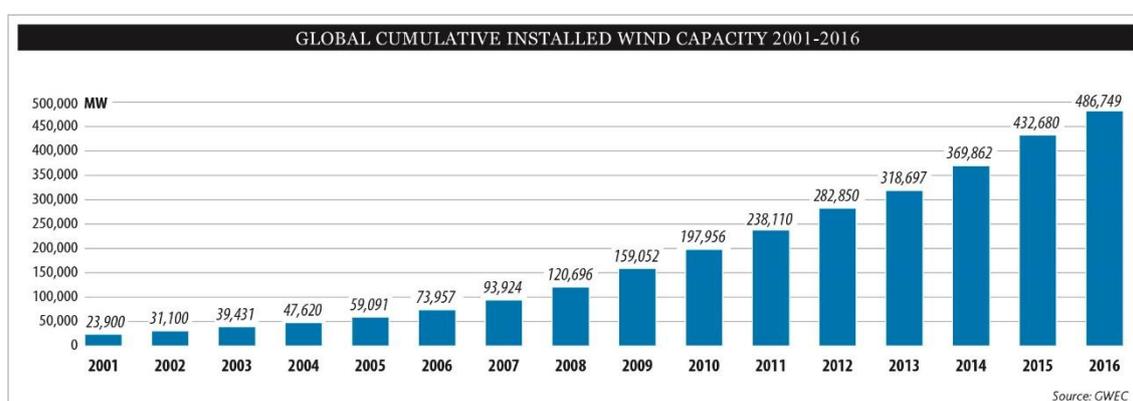


Figura 4.1. Potencia eólica acumulada instalada desde el año 2001 al 2016

(Fuente: [GLOBAL WIND ENERGYCOUNCIL](http://www.gwec.org))

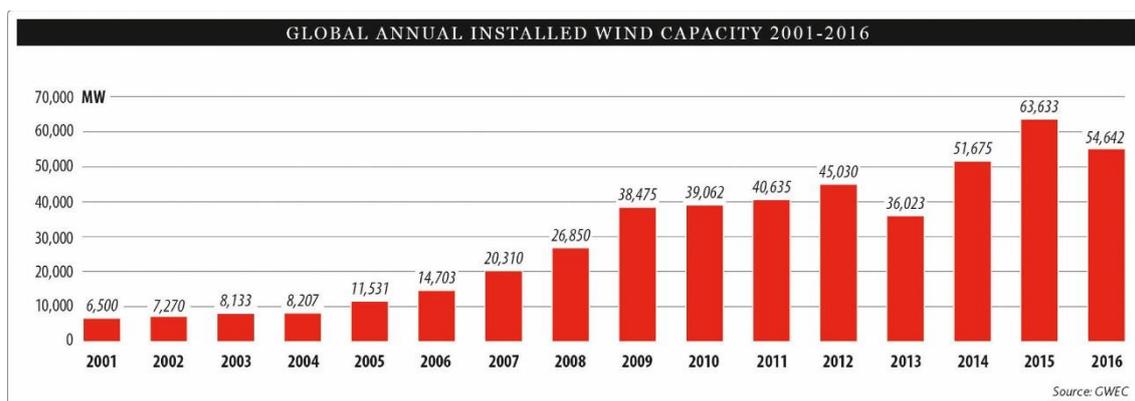


Figura 4.2. Potencia eólica instalada anualmente desde el año 2001 al 2016

(Fuente: [GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL](http://www.gwec.org))

En la actualidad el rango de potencias en los que puede trabajar las turbinas eólicas puede ir de unos pocos KW a varios MW, siendo las primeras para uso doméstico y las segundas para generación eléctrica a gran escala, en su mayoría en parques eólicos. Las turbinas de menor capacidad suelen ser usadas para instalaciones de generación aisladas, es decir, que no están conectadas a la red. Mientras que las de gran potencia están conectadas a la red y sirven para el abastecimiento eléctrico de grandes superficies.

Como se mencionó anteriormente, cada vez las turbinas son de mayor capacidad, lo cual viene determinado por el tamaño del rotor (parte móvil de la turbina). En los últimos 30 años se han pasado de aerogeneradores con un diámetro de 15m a las que actualmente se encuentran en fase de prueba con un diámetro de 250m. Uno de los puntos a tratar a lo largo de este trabajo es cómo afecta este tamaño a los diversos aspectos que pueden influir en la conexión de las turbinas en la red, como la inercia, entre otros.

5. Grid Codes

Para asegurar el correcto funcionamiento de la red eléctrica se emplean los denominados “Grid Codes” (Códigos de Red), los cuales son especificaciones técnicas que define los las condiciones que cualquier central generadora ha de cumplir para poder conectarse a la red eléctrica, de forma que no haya problemas de seguridad, así como evitar circunstancias que puedan provocar problemas económicos o de abastecimiento.

Estos “Grid Codes” son especificados por la autoridad responsable de la integridad del sistema y pueden variar dependiendo del sistema que se esté tratando. Normalmente se especificará como se ha de comportar la red en el momento en que haya un fallo, lo cual incluye regulaciones de voltaje, límites de factor de potencia o suministro de potencia reactiva. Los casos a solventar suelen ser respuestas a fallos por corto circuito o a desequilibrios de la frecuencia.

En Europa se encuentran los Operadores de Transmisión del Sistema (TSOs), que son entidades que funcionan de forma independiente respecto a otros participantes del mercado eléctrico. Son los responsables de la gran parte de la transmisión eléctrica en las redes de alto voltaje. Estos operadores son los que regulan el acceso a la red del resto de participantes, como consumidores, generadores o compañías distribuidoras; así como también del desarrollo de las infraestructuras de la red.

Dentro de cada país puede haber distintos TSOs y en la Unión Europea existe una asociación que junta una buena cantidad de TSOs de numerosos países, 43 operadores de 36 países diferentes, la cual se llama ENTSO-E. Este organismo surgió por la legislación que se impuso en la Unión Europea después del tercer paquete legislativo, el cual tiene como objetivo liberalizar los mercados tanto del gas como de la electricidad. Entró en vigor en 3 de septiembre de 2009.

Los objetivos de los miembros del ENTSO-E son los de mantener el mercado energético interno, manteniéndolo en un funcionamiento óptimo, así como ayudar en los compromisos energéticos y medioambientales de la Unión Europea.

Más recientemente este organismo se ha centrado en adaptarse a un sistema cambiante con las incursiones de nuevos métodos de generación, y responder antes los contratiempos que puedan surgir, mientras se asegura el suministro. Así como también permite una coordinación entre los distintos operadores de cada región, de forma que se puedan mejorar las condiciones de las redes y éstas sean más fiables.

El hecho de que se haya creado esta cooperación entre las distintas redes ha permitido crear el mercado eléctrico más grande del mundo, lo que ayudará no solo en el sector de la energía sino en el económico también.

5.1. Requisitos técnicos establecidos

Una vez explicados los objetivos y características principales del ENTSO-E se ha de proceder explicando cuales son estos requisitos técnicos necesarios que tienen como finalidad proteger el funcionamiento de las redes eléctricas.

Las especificaciones técnicas afectan a distintos sujetos dentro de toda la actividad de producción, transporte y consumo de energía, que son los siguientes:

- El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte.
- La empresa transportista.
- Los distribuidores y consumidores conectados a la red de transporte.
- Las instalaciones generadoras de energía que tengan un efecto importante dentro de la red. Se considerarán dentro de este grupo las que tengan una potencia nominal de 10MW por nudo conectado a la red de transporte o cuando la potencia nominal de la instalación supere el valor de 1MW.

En este caso nos centraremos en los requisitos técnicos de las centrales generadoras de energías renovables, ya que es el caso que se estará estudiando.

5.2. Respuestas a perturbaciones de tensión

En primer lugar, se especifica que todas las centrales generadoras han de poder soportar cualquier perturbación de tensión, tanto de módulo como de ángulo, en el punto de conexión a la red. Estas perturbaciones pueden estar producidas por cortocircuitos trifásicos, bifásicos o monofásicos o ante cualquier causa que puedan provocar estas situaciones sin que sea una falta.

En la próxima figura se podrán observar los perfiles de magnitud y de duración que han de poder cumplir las centrales generadoras.

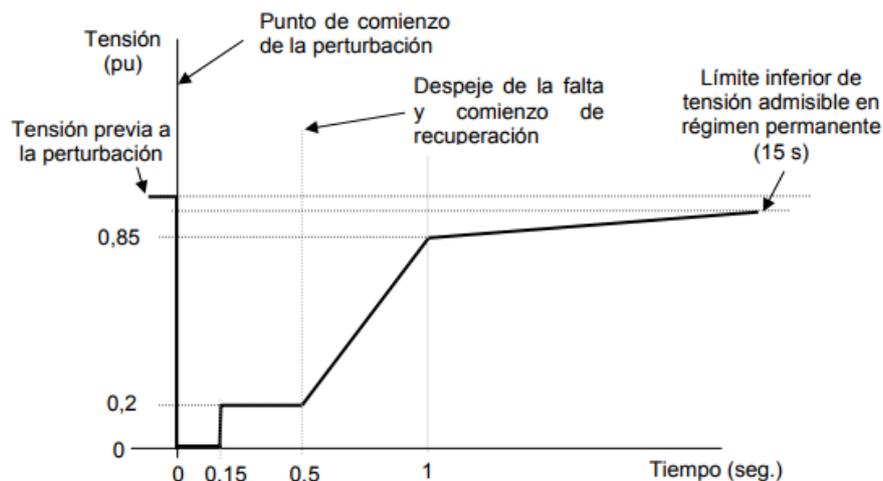


Figura 5.1. Tensión fase-tierra afectadas por las perturbaciones

(Fuente: [Asociación Empresarial Eólica](#))

Como se puede observar en la figura después de que se ha producido la perturbación han de pasar como máximo 0,15 segundos hasta recuperar el 20% de la tensión que se tenía antes de la perturbación. Este valor se puede mantener a lo largo de medio segundo, a partir de este momento ha de empezar a recuperar la tensión inyectada a la red, teniendo que llegar al 85% de la tensión cuando se haya transcurrido un segundo desde la incidencia. Finalmente, la central tiene que recuperar la tensión nominal pasado como máximo 15 segundos.

En el caso de que lo que haya provocado la perturbación haya sido una falla se pueden distinguir dos tipos: equilibrada (trifásica) o desequilibrada (bifásica o monofásica). Para cada uno de los casos se tendrán que tomar medidas distintas.

5.2.1. Faltas Equilibradas

La primera condición que han de cumplir las centrales generadoras cuando ocurre una falta de este tipo es que tanto en el momento en que se produce la falta como en el período de recuperación de la tensión no puede haber consumo de energía reactiva en el punto de conexión a la red.

A pesar de estas condiciones hay algunas excepciones:

- Se puede encontrar consumo de potencia reactiva 40 ms después de que se produzca la falta siempre y cuando el consumo de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms) sea inferior al 60% de la potencia normal registrada.

- En los 80 ms después de que se haya despejado la falta se puede encontrar energía reactiva, mientras que ésta no sea superior al 60% de la que se puede encontrar durante la actividad normal en un período de 80 ms.

Las condiciones se aplican también para el consumo de potencia activa de la instalación generadora.

A lo largo de todo el período de falla la instalación ha de estar preparada para inyectar a la red una corriente con un valor mínimo de la intensidad nominal.

Para poder llevar a cabo esta aportación de corriente necesaria, los generadores estarán gobernados por un regulador de tensión similar a los reguladores de tensión automáticos de los generadores síncronos convencionales, y se han de cumplir los siguientes requisitos:

- En caso de que en el régimen permanente se esté trabajando con consigna de tensión, el valor no se verá afectado por la perturbación. Este valor también se mantendrá si en régimen permanente se trabaja a consigna de potencia activa o reactiva.
- El regulador de tensión automática entrara en funcionamiento en el mismo instante en que la tensión eficaz se salga de los límites permitidos por el Operador del Sistema. Permanecerá activo hasta 30 segundos después de que la tensión se vuelva a encontrar dentro de los límites establecidos.
- Básicamente, este regulador se comportará como un control proporcional del error. El cual estará descrito por el siguiente esquema:

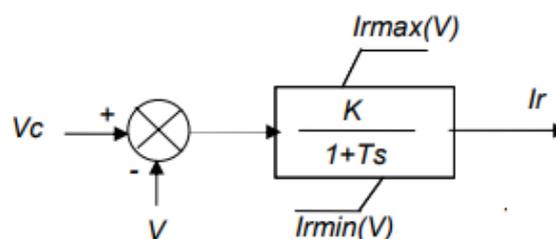


Figura 5.2. Esquema controlador de faltas de tensión equilibradas

(Fuente: [Asociación Empresarial Eólica](#))

- A la hora de determinar los valores de las constantes del regulador, K y T se han tener en cuenta los siguientes aspectos que se han de cumplir:
 - En caso de que las tensiones eficaces en el punto de conexión se encuentren por debajo de 0,85 pu o por encima de 1,15 pu, la velocidad de respuesta ha de permitir que el 90% del control se ha de poder realizar en menos de 40 ms.
 - Si las tensiones eficaces son superiores a 0,85 pu pero inferiores a 1,15 pu el 90% se ha de poder realizar en menos de 250 ms. A pesar de esto, el operador del mercado puede exigir esta respuesta hasta el segundo 1.
 - El error en régimen permanente ha de coincidir con el correspondiente al control de tensión del régimen permanente.

5.2.2. Faltas desequilibradas

En el caso de las faltas desequilibradas, en un inicio la forma de actuar es muy similar a las faltas equilibradas. En el momento en que ocurre no se puede tener consumo de potencia reactiva en el punto de conexión a la red, a excepción de los primeros 80 ms después de que suceda la falta o los 80 ms después de que ésta se despeje, siempre y cuando no se incumplan los siguientes requisitos:

- El consumo de energía reactiva, acumulado en las tres fases, no ha de superar el 40% que se registra de dicho consumo durante un período de 100 ms.
- El consumo neto de potencia reactiva, por ciclo (20 ms), no deberá superar el 40% de la potencia nominal registrada.

En el caso del consumo de potencia activa la forma de actuar es la misma pero los requisitos a seguir son algo diferentes:

- El consumo de energía activa, acumulado en las tres fases, no ha de superar el 45% que se registra de dicho consumo durante un período de 100 ms.
- El consumo neto de potencia reactiva, por ciclo (20 ms), no deberá superar el 30% de la potencia nominal registrada.

5.3. Respuesta a perturbaciones de frecuencia

De la misma forma que a la hora del diseño de la instalación generadora se han de tener en cuenta posibles fallas de tensión, se han de contemplar las de frecuencia. De forma que se establezca un control que permita a la instalación mantenerse conectada a la red si hay alguna situación de falta, cumpliéndose los siguientes requisitos:

- La instalación deberá ser capaz de soportar caídas de tensión de 48 Hz durante al menos 3 segundos y caídas de 47,5 Hz instantáneas.
- Debe poder soportar una sobrefrecuencia de 51,5 Hz.
- Las instalaciones deberán poder soportar derivadas de la frecuencia de hasta 2 Hz/s.

La instalación ha de disponer de una regulación que le permita aumentar o disminuir la potencia activa generada con la finalidad de adaptarse a las variaciones de frecuencia que se puedan producir, para así poderse mantener dentro de los límites establecidos.

El sistema de regulación potencia-frecuencia, por normativa, ha de cumplir ciertos requisitos:

- El sistema de regulación se ha de comportar como un control proporcional del error. El esquema que seguir sería el siguiente

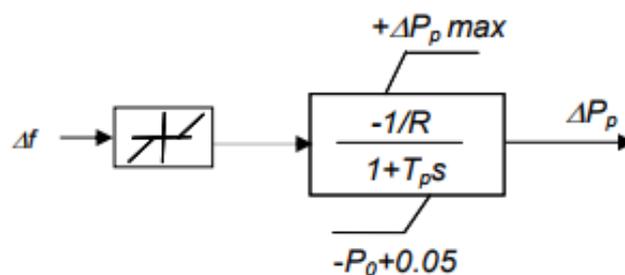


Figura 5.4. Sistema de regulación potencia-frecuencia.

(Fuente: [Asociación Empresarial Eólica](#))

La constante de estatismo R, se podrá definir como:

(Eq.5.1)

En el numerador se encuentra la desviación de la frecuencia (Δf) respecto a la frecuencia de referencia, la cual dependiendo de la zona de trabajo será de 50 Hz o 60 Hz, en el caso de la Comunidad Europea será de 50 Hz. Por lo que se refiere al término del denominador podemos encontrar el incremento de la potencia (ΔP_p) y M_{base} es la potencia nominal de la instalación.

De esta forma se puede definir la ganancia proporcional K_p :

$$K_p = -\frac{1}{R}$$

(Eq. 5.2)

Esta ganancia indica que, en caso de disminuciones de frecuencia, la potencia que la instalación generadora aporta a la red aumentaría.

Los valores de la constante de estatismo se han de encontrar entre 0,02 y 0,06 pu.

- El valor de la velocidad puede ser variable pero como mínimo, la instalación generadora tendrá que poder aumentar la potencia inyectada a la red en al menos 0,1 pu en 250 ms.
- En cuanto a los límites de potencial, el control ha de permitir incrementar la potencia hasta el punto máximo según la disponibilidad del recurso primario. El mínimo que se puede alcanzar es un 5% de la potencia nominal aparente, siempre y cuando la potencia activa supere este valor.
- Siempre que el valor de la tensión se encuentre por debajo de los 0,85 pu el control se ha de desconectar transitoriamente.

5.4. Requisitos de control para el régimen permanente

La instalación ha de poder situar la potencia base de funcionamiento en todo el abanico de potencias posibles hasta la máxima que se pueda obtener dependiendo del recurso primario de obtención de la energía. Además, la instalación deberá poder enviar al Operador del Sistema en todo momento la relación de la potencia activa producida respecto a la energía del recurso primario disponible, y ésta potencia activa disponible respecto a la consigna del Operador del Sistema también ha de ser aportada siempre que sea necesario.

Así mismo la instalación generadora ha de disponer de un control que permita regular la tensión en el nudo de conexión a la red, el cuál ha de cumplir los siguientes requisitos:

- Se ha de comportar como un control proporcional del error, respecto a un valor de consigna aportado. La configuración ha de ser la misma que la explicada con anterioridad para la regulación de las faltas de tensión equilibradas.
- La capacidad de la instalación de inyectar o absorber deberá permitir que se cumpla lo establecido en el Procedimiento de Operación 7.4, el cual establece los valores simétricos superiores e inferiores dentro de los que puede variar la tensión. De esta forma, cada 5 minutos el Operador del Sistema realizará un muestreo de los valores de potencia activa y reactiva absorbida e inyectada, así como también del valor de la tensión en el nudo de conexión. Se considerará admisible una variación de $\pm 2,5$ kV respecto al valor de consigna de la tensión.

Además de los aspectos ya mencionados se han de tener en cuenta las siguientes condiciones:

- La capacidad mínima de inyectar o absorber potencia reactiva se mantendrá siempre que la instalación esté conectada aportando un valor de potencia activa que se encuentre por encima del 20% de la potencia nominal. En el caso de que se esté aportando una potencia con un valor por debajo de este 20%, el valor de potencia reactiva podría ir disminuyendo progresivamente hasta llegar al punto de potencia activa y reactiva nulas.
 - En caso de que la instalación generadora esté conectada a la red de distribución, los límites de tensión tanto superiores como inferiores serán de un 7,5% de la tensión de consigna.
 - Si se da el caso de que la tensión está fuera de los límites establecidos, el regulador controlará la inyección y absorción de potencia reactiva hasta el punto donde la producción de potencia activa lo permita.
- El regulador que se haya diseñado para el régimen permanente ha de permitir que cualquier acción de absorción o inyección de potencia reactiva se complete en 20 segundos como máximo.
 - La instalación deberá ejercer el control de potencia reactiva o de factor de potencia con la misma velocidad con la que ejerce el control de tensión.

5.5. Perspectivas a futuro de los requisitos técnicos

En el campo de la generación eléctrica se está investigando constantemente con la finalidad de maximizar la producción de los sistemas no síncronos y así hacer posible una mayor penetración de las energías renovables. Otro objetivo que se busca cumplir es minimizar las restricciones de generación causadas por el mantenimiento que necesitan las maquinas síncronas, las cuales, de momento, son indispensables para asegurar el correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Así pues, se están implementando nuevas medidas para orientar la evolución del sistema hacia estas nuevas tecnologías. Los requisitos técnicos que se podrían pedir en un futuro son los siguientes:

- Aportación de corriente de secuencia inversa durante las perturbaciones: la corriente de secuencia inversa es aquella que se encuentra en situaciones de desequilibrio de generación, por lo que resultaría conveniente que, en caso de perturbaciones en la red, la instalación pueda ser capaz de aportar este tipo de corriente.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema: Las instalaciones dispondrán de la capacidad de amortiguar las oscilaciones de potencia de carácter electromecánico en el sistema. Este control se basará en aumentos o disminuciones de potencia, cuya fase y magnitud permitan que éstas participen activamente en el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia de la red que se encuentren en un rango de frecuencia de 0,15 Hz a 2 Hz.

Este sistema de amortiguación tendrá que cumplir algunos requisitos:

- Con la finalidad de amortiguar las oscilaciones, la instalación estará preparada para aumentar o disminuir la potencia activa. Los márgenes en los que se moverán estos valores serán los mismos que los de la potencia frecuencia. Se podrán emplear los medios de almacenamiento diseñados para la emulación de inercia que se explicará más adelante.
- La banda de insensibilidad de la medida de frecuencia no podrá superar los ± 10 Hz.
- En el caso de que la tensión caiga por debajo de los 0,85 pu este sistema estará programado para desactivarse transitoriamente.

- Los valores de funcionamiento de los parámetros que puedan variar serán determinados por el Operador del Sistema según convenga en cada situación.
- Emulación de la inercia: Las instalaciones de generación tendrán capacidad para emular inercia. Para ello será necesario que los equipos de emulación de inercia permitan aumentar o disminuir la cantidad de potencia activa inyectada en la red dependiendo de las oscilaciones de frecuencia que se encuentren en el punto de conexión. Estos sistemas deberán cumplir los siguientes requisitos:
 - Los sistemas de emulación de inercia se han de comportar como un bloque proporcional y derivativo, según el esquema siguiente:

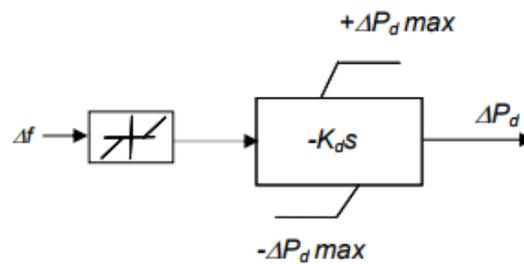


Figura 5.4. Sistema de emulación de inercia.

(Fuente: [Asociación Empresarial Eólica](#))

- El sistema responderá con una ganancia K_d , la cual deberá ser ajustada entre 0 y 15 segundos.
- La velocidad de respuesta ha de ser que en 50 milisegundos la instalación sea capaz de incrementar la potencia activa en al menos 0,05 pu.
- La instalación deberá ser capaz de aportar un 10% de la potencia activa nominal de más en casos de perturbación de la frecuencia.
- La banda de insensibilidad de la medida de frecuencia no podrá superar los ± 10 Hz.
- En el caso de que la tensión caiga por debajo de los 0,85 pu este sistema estará programado para desactivarse transitoriamente.
- Los valores de funcionamiento de los parámetros que puedan variar serán determinados por el Operador del Sistema según convenga en cada situación.

6. Comportamiento Inercial

La red eléctrica, como cualquier otro sistema puede tener fallos o problemas en su funcionamiento, más sabiendo que hay tantos factores que le pueden afectar y que provocan grandes fluctuaciones, tanto un aumento repentino de consumo, cómo que una gran central generadora tenga un inconveniente técnico. Al estar en un mundo donde prácticamente todo gira alrededor de la electricidad es de gran importancia tener los más controlado posible esta clase de situaciones.

Hay muchas posibles fallas en el sistema, una de las más importantes es un desajuste de la frecuencia global del sistema, lo cual viene provocado por una diferencia entre el equilibrio entre la generación y el consumo. Puede pasar tanto que esta diferencia aumente demasiado, lo cual indica que hay mucha más generación que consumo. Siendo este el caso, la solución es relativamente sencilla ya que únicamente se ha de reducir la cantidad de energía inyectada a la red, algo que se puede controlar. El mayor problema sería que el consumo sea mayor que la generación, hecho que provoca una caída en la frecuencia global del sistema y es más complicado de solucionar, ya que no se dispone de más energía para aportar al sistema y volver a equilibrar la diferencia.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = P_{sup} - P_{dem}$$

(Eq. 6.1)

Por lo que respecta a este último caso la inercia juega un papel muy importante ya que permite recuperar esta caída con la energía acumulada de los generadores. Los elementos que tienen una participación mayoritaria en la inercia del sistema son los generadores síncronos, ya que son los que tienen más energía almacenada, éstos son los que se utilizan en los métodos de producción de energía convencionales. Por otra parte, los asíncronos, usados en las turbinas eólicas, tienen un efecto muy reducido en la inercia del sistema. Éste es un hecho a tener en cuenta si la fracción de energías limpias va aumentando ya que puede tener repercusiones negativas en el sistema y en la seguridad de éste. Actualmente se están desarrollando métodos para resolver este inconveniente y que las energías renovables también puedan responder ante este tipo de situaciones.

En lo que se refiere al control de la frecuencia del sistema se ha tener en cuenta dos etapas principalmente, el control primario y secundario de frecuencia, los cuales se ejecutan en distintos momentos de la caída de frecuencia.

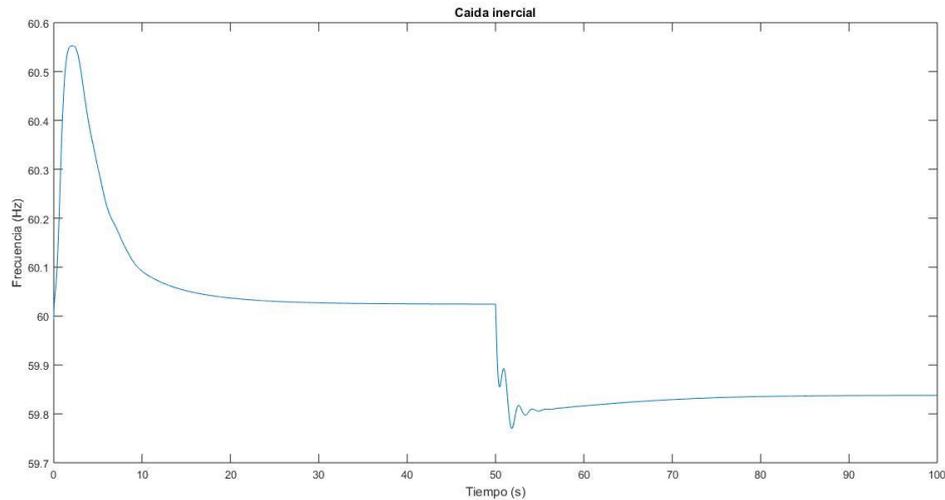


Figura 6.1. Curva de caída de frecuencia.

En la curva se puede ver representado el comportamiento de la frecuencia en el momento en que hay un desequilibrio entre la potencia generada y la consumida. En los instantes iniciales (los diez primeros segundos) hay un pico causado por el inicio de la simulación, el cual se puede ignorar, posteriormente se observa el estado estacionario donde la potencia generada y consumida están en equilibrio y en el segundo 50 hay un aumento de la carga, por lo que hay una importante caída de frecuencia. En los segundos siguientes a la caída de frecuencia la tendencia del sistema es de volver a la estabilidad, pero esta vez a un nivel más bajo que poco a poco recuperará el valor anterior a la caída.

Por lo que se refiere al control primario, son las acciones que los generadores realizan en un corto período de tiempo con el fin de recuperar la estabilidad de la frecuencia del sistema. Posteriormente al control primario habrá un error respecto al valor nominal de frecuencia del sistema, por lo que se tendrán que aplicar medidas para corregir este error. Estas acciones posteriores son las que se denominan control secundario, las cuales consisten en ajustar algunos parámetros de los generadores para recuperar los niveles de producción que se tenían antes de la falla.

6.1. Regulación de frecuencia para grandes penetraciones de energía eólica

Como se ha expuesto anteriormente, el hecho de cada vez la fracción energética contenga más cantidad de generadores eólicos afecta a el control frecuencial del sistema, por lo que se han de tener en cuenta aspectos de control que permitan solventar estos inconvenientes. Una de las principales causas de que la regulación se vea afectada en estos casos es la imprevisibilidad del recurso eólico ya que el sistema tendrá que estar preparado para cubrir un gran aumento de demanda eléctrica o una falla en un generador importante, así como también las posibles variaciones de generación por los aerogeneradores.

Además de los factores anteriores, no se debe descuidar que las turbinas eólicas no participan de forma significativa en el control primario de la frecuencia y a pesar de la gran cantidad de energía cinética que almacenan en las aspas, el hecho de que los convertidores las desacoplen del sistema hace que no se traduzcan en una respuesta inercial en caso de fallas.

Para poder resolver los problemas referentes a este tipo de energía se han creado sistemas que permiten imitar la inercia de los generadores síncronos en los aerogeneradores, de forma que el impacto de la penetración de esta clase de energía sea inferior. Así pues, también se han incluido sistemas de almacenamiento para ayudar en este aspecto.

7. Turbinas eólicas

Todas las características mencionadas hasta ahora han sido de las turbinas de velocidad variable ya que son las más usadas y que tienen la gran cantidad de parques eólicos del mundo. Este tipo de turbinas están conectados a convertidores de potencia, los cuales impiden que se pueda aportar la energía cinética acumulada en las aspas a la red. Esta clase de turbinas tienen puntos óptimos de potencia para cada velocidad del viento y requieren un control del ángulo de las aspas con tal de limitar la potencia generada a la nominal.

En el caso de las turbinas eólicas de velocidad constante la energía cinética almacenada en las aspas se puede aprovechar en el control primario en caso de fallas. El principal inconveniente que tienen es que el rendimiento es muy inferior a las de velocidad variable, por lo que son cada vez menos comunes en los parques eólicos.

7.1. Turbina DFIG

En el caso de estudio se empleará una turbina de tipo DFIG (Generador de inducción doblemente alimentado), la cual es una de las más usadas actualmente, motivo por el que se ha considerado que es la que mejor puede ejemplificar el comportamiento de la energía eólica general dentro de la red.

Este tipo de turbina es de velocidad variable, es decir, que puede modificar la velocidad de giro con tal de obtener la potencia deseada. En la gran mayoría de casos se utiliza el control de Pitch para hacer estas regulaciones, modificando el ángulo de las palas respecto al viento, este control se suele utilizar para limitar la potencia hasta la nominal por las limitaciones del generador eléctrico.

Lo que caracteriza a este tipo de aerogeneradores es que la potencia eléctrica producida por el generador se divide en dos, la producida en el estator y en rotor. En el primer caso esta va directamente conectada a la red, sin pasar por transformaciones, su voltaje y frecuencia se pueden considerar constantes. Por otro lado, el rotor se conecta a la red mediante convertidores que adaptan la tensión y frecuencia a la de la red.

7.2. Métodos para mejorar la respuesta inercial en turbinas de velocidad variable

Se han tenido que desarrollar nuevas tecnologías o estrategias para que los aerogeneradores de velocidad variable puedan participar de forma activa en la inercia del sistema. Una de las posibilidades para mejorar este aspecto es que la potencia nominal de la turbina sea algo más baja de la máxima generación eléctrica que se posee, de forma que si en un momento concreto se necesita algo más de energía se puede modificar el ángulo de pitch y aumentar la inyección de energía a la red. Para ello todo el sistema del aerogenerador ha de estar preparado para este aumento de potencia momentáneo y se ha de instalar un sistema de control que permita detectar una reducción la frecuencia del sistema y modifique los parámetros requeridos. En el sistema explicado se ha de tener en cuenta que después del período de producción de más hay un período donde se produce menos a causa de no estar trabajando en el punto óptimo, siendo el balance energético neutro al final. De todas formas, el beneficio es considerable ya que reduce el ROCOF dando tiempo a otros generadores convencionales a que actúen con una respuesta más lenta. Este sistema está altamente influenciado por la velocidad del viento y la velocidad de giro inicial antes de aplicar el control.

7.2.1. Regulación de una DFIG

A la hora de encontrar soluciones que reduzcan los inconvenientes de la energía eólica cuando hay una gran penetración de ésta en la red eléctrica se ha de considerar el tipo de turbina que se quiere emplear. En el caso de estudio se utilizará una turbina tipo DFIG, a continuación, se expondrán las consideraciones que se han de tener:

1. La solución ha de aprovechar la rápida respuesta de la que es capaz el sistema DFIG.
2. Ha de actuar exclusivamente en el caso de las variaciones dinámicas de frecuencia, en el caso del error de frecuencia en estado estacionario, éste se ha de solventar por medio de los generadores convencionales.
3. Una vez se haya completado el control frecuencial, el rotor del aerogenerador ha de volver a su punto óptimo, mientras se reduce el impacto del control frecuencial.
4. La rápida respuesta de las DFIG se ha de coordinar con la respuesta más lenta de los generadores normales, de forma que entre los dos se complementen para reducir lo máximo posible la caída de frecuencia.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y buscando solventar los problemas se propone un tipo de control que permite mantener las ventajas características de la turbina DFIG. Este control se basa en cuatro etapas: control de frecuencia, recuperación de la velocidad de giro, protección de la velocidad, y coordinación con los generadores convencionales.

7.2.1.1. Control de frecuencia

Este método se basa en el uso de la energía cinética que se encuentra en la masa del aire que hace girar las palas del aerogenerador, que viene dado por la expresión siguiente:

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2$$

(Eq. 7.1)

Donde el parámetro J representa la inercia y el parámetro ω , la velocidad angular. Por lo que se refiere a la parte eléctrica del generador muchas veces se utiliza la siguiente expresión:

$$H = \frac{E}{S} = \frac{J\omega^2}{2S}$$

(Eq. 7.2)

Dónde H es la constante característica de la inercia y S es la potencia nominal. La constante de inercia da una indicación del tiempo que el generador puede estar aportando potencia nominal usando únicamente la energía cinética que almacena en su eje.

En el caso de las turbinas de velocidad variable (como la DFIG) el control se basa en obtener la máxima potencia posible para cada velocidad del viento, éste lo que hace es marcar un momento constante basado en medidas de velocidad y potencia. Para el control adicional de la frecuencia lo que se propone es que el punto fijo del momento se sustituya por una función que sea la variación de la frecuencia de la red (Δf) y según la velocidad de esta variación ($\dot{\Delta f}$).

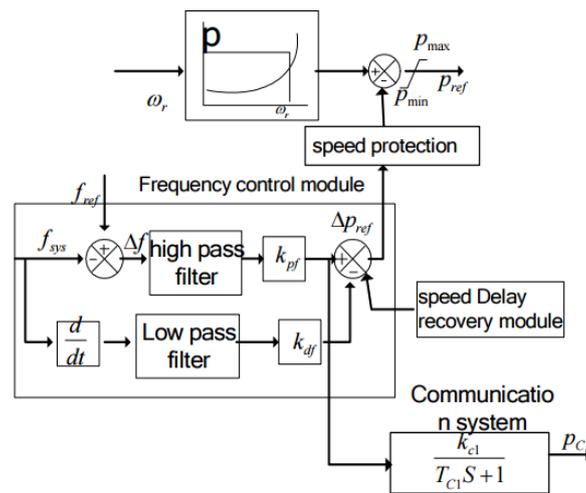


Figura 7.1. Controlador de frecuencia (Xue Yingcheng, Tai Nengling)

Por lo que el control implementado constará de dos filtros, uno superior y otro inferior. El primero se encontrará después de un sumatorio que comparará la frecuencia de referencia y la del sistema, por lo que en este ramal se evaluará la parte de la función que corresponde a la variación de la frecuencia de la red. Mientras que en el segundo ramal será la segunda parte de la función, la que evaluará la velocidad a la que varía la frecuencia, por lo que el filtro inferior se encontrará después de la derivada en función del tiempo del valor de la frecuencia.

Por lo que implica el efecto que tiene cada uno de los filtros en el comportamiento de la turbina se obtienen diversas consecuencias. En primer lugar, por lo que se refiere al filtro superior, lo que hace es responder únicamente ante la variación de frecuencia, bloqueándose en caso de que ésta se encuentre en estado estacionario, solo responde ante desviaciones dinámicas de la frecuencia, así el control no se ve afectado por cambios permanentes de la frecuencia. En segundo lugar, el filtro inferior reduce el momento de giro, así como también del pico de potencia. De esta forma el filtro puede minimizar el impacto del control en cuanto a la torsión mecánica que sufre el aerogenerador.

Finalmente se ha de tener en cuenta los parámetros K que se encuentran después de los filtros definirán la forma de la función, mientras más grande sea mayor potencia instantánea se podrá aportar, pero se necesitará más tiempo para volver al estado estacionario de la frecuencia.

7.2.1.2. Recuperación de la velocidad de giro con retraso

Esta fase del control se encarga de que la velocidad de giro vuelva a ser óptima después de haber disminuido en la etapa anterior. El control se basa en una comparativa entre el valor medido y

uno de referencia, de forma que se vaya modificando el error hasta llegar a un estado estacionario ideal.

La diferencia entre los valores se atenúa mediante un controlador PI, la salida del controlador se multiplicará por una ganancia proporcional, de esta forma el valor de la potencia de referencia se puede ir ajustando progresivamente.

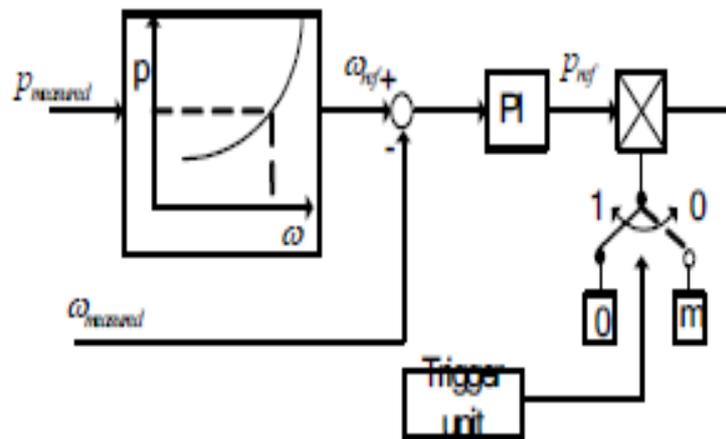


Figura 7.1. Controlador de recuperación de velocidad de giro con retraso (Xue Yingcheng, Tai Nengling)

Todo este proceso se ejecuta con un cierto tiempo de retraso para que la recuperación de la velocidad no perjudique el soporte de potencia activa que está realizando la turbina con tal de reestablecer la frecuencia. En el momento en que este control no está trabajando la ganancia proporcional es igual a 0. En el momento que se activa el controlador, después de un tiempo de retraso, que suele ser entre unos 5 a 30 segundos, comienza a actuar hasta que la ganancia proporcional adquiere un valor m , al cual llegará progresivamente.

En el caso de los grandes parques eólicos el tiempo de retraso no puede ser igual en todos los aerogeneradores ya que eso podría provocar una segunda caída de la frecuencia, así pues, se determina el de la primera turbina y se van añadiendo segundos de retraso al resto de aerogeneradores.

7.2.1.3. Coordinación con los generadores convencionales

Esta etapa del control se basa en que tanto la rápida respuesta de los aerogeneradores, como la más lenta de los generadores convencionales se puedan aprovechar para cubrir una caída de frecuencia.

En el momento en que se tiene una falla en el sistema los primeros en actuar son los aerogeneradores, y posteriormente los generadores convencionales se añaden para aportar

más potencia, el principal problema se encuentra en que una gran penetración de energía eólica puede ocasionar que el resto de turbinas ralenticen su participación. Como solución se propone un control que introduzca una nueva señal:

$$p_{ci} = k_{ci} p_f^*$$

(Eq. 7.3)

En el que p_f^* representa el control de potencia de salida, mientras que la constante k_{ci} representa la participación por cada generador convencional apoyando la generación eólica, el sumatorio de todas ellas ha de ser igual a 1.

7.2.1.4. Protección de la velocidad

En el momento en que el aerogenerador participa en solventar una caída de frecuencia, éste sufre el riesgo de que la velocidad de rotación caiga por debajo del mínimo para la producción de energía. Si esto ocurre, el sistema de protección de velocidad entra en acción y hace que el aerogenerador deje de participar en la recuperación de la frecuencia de forma que la velocidad no baje del límite.

8. Caso de estudio

Con todo lo expuesto se ha podido comprobar que la energía eólica cada vez tendrá más participación en la fracción energética global, por lo que continuamente se están buscando nuevas formas de conseguir que este tipo de generación sustituya a la convencional.

Uno de los principales aspectos que se han mejorado continuamente es el tamaño de los aerogeneradores, ya que cuanto más grande sean, más potencia pueden producir. Así como esto beneficiaría la cantidad de energía que se inyecta a la red, se ha de comprobar cómo estas nuevas características pueden afectar a otros parámetros de la generación eléctrica. En este caso el estudio se centrará en la respuesta inercial de los aerogeneradores y como el tamaño de estos puede afectar.

Para poder realizar el estudio se empleará un ejemplar de Simulink que representa un modelo agregado de un parque eólico conectado a la red, esto quiere decir que el parque entero está simulado como si fuese un gran aerogenerador de la potencia total del parque, obviamente este modelo no es real, pero se comprobará si es una buena aproximación o si por lo contrario no permite obtener un resultado correcto. A causa de esto, se llevarán a cabo una serie de simulaciones diferentes, con tal de poder estudiar tanto como afecta el tamaño de los aerogeneradores a la respuesta inercial de los mismos, así como comprobar la validez de los modelos agregados que se usarán.

Además del modelo agregado del parque eólico y uno de generación convencional, el resto de la simulación consta de todos los elementos que componen la red (líneas de alta tensión, transformadores, controladores...), la carga del sistema y una carga adicional, la cual se activará después de 50 segundos para provocar una caída de la frecuencia y así evaluar el comportamiento del aerogenerador en cada una de las condiciones.

A la hora de realizar las simulaciones hay condiciones que se han de tener en cuenta. En primer lugar, se encuentra la penetración que la energía eólica tiene dentro de la red, lo cual afectará al tipo de respuesta que se tenga delante de una caída de frecuencia. En segundo lugar, como se mencionó en la explicación de los métodos para mejorar la respuesta inercial, se tendrá en cuenta el control inercial añadido, es decir, mediante un controlador externo se pretenderá conseguir una respuesta óptima, por lo que se darán valores que irán del 0 al 200 con tal de estudiar cómo afecta este parámetro. Finalmente se tendrá en cuenta el propio tamaño del aerogenerador, para modificar este parámetro se cambiará el valor de la inercia propia del aerogenerador,

cuanto más grande sea ésta, de mayor tamaño será la turbina eólica. Se le darán valores que irán desde 3 a 15, de forma que se tendrá una amplia gama de resultados, consiguiendo así conclusiones válidas.

Por lo que se refiere a la metodología de las simulaciones, para empezar, se trabajará con el modelo agregado de una única turbina. Para cada valor de penetración (10%,15%,20%,25% y 30%) y de tamaño de la turbina, el cual se definirá mediante la inercia propia de la turbina (los valores serán 3,6,10,12 y 15); se realizarán cinco simulaciones, una para cada valor que se le dará al control inercial.

Las simulaciones posteriores se basarán en comprobar la validez del modelo agregado, cada vez usando modelos que se parezcan más a la realidad. Al principio se realizará la misma simulación, pero en lugar de usar un único conjunto se usarán dos con la mitad de potencia. Más adelante se hará un poco más complejo añadiendo las pérdidas que se tienen en los cables que conectan los dos modelos agregados y comprobar hasta que punto esto puede afectar al resultado final.

El paso siguiente se basará en estudiar si un cambio en la conexión de las turbinas también puede ver afectado los resultados. Se dispondrán tres grupos de tres turbinas cada uno, dentro de cada grupo estarán conectadas en paralelo, mientras que los tres grupos entre sí tendrán una conexión en serie. Esta será la prueba definitiva a la hora de comprobar la validez de la primera configuración que se utilizó.

Para cada una de las posibles configuraciones se estudiará cómo varían los resultados obtenidos en función del tamaño del aerogenerador. Así se podrá extraer una conclusión clara de hasta que punto este parámetro influye en la inercia global del sistema.

El modelo a utilizar es uno desarrollado por Venkatesh Yadav extraído de la página oficial de Mathworks.

8.1. Primera configuración: modelo global agregado

El esquema del modelo más simple a simular es el siguiente tendrá una distribución como la siguiente:

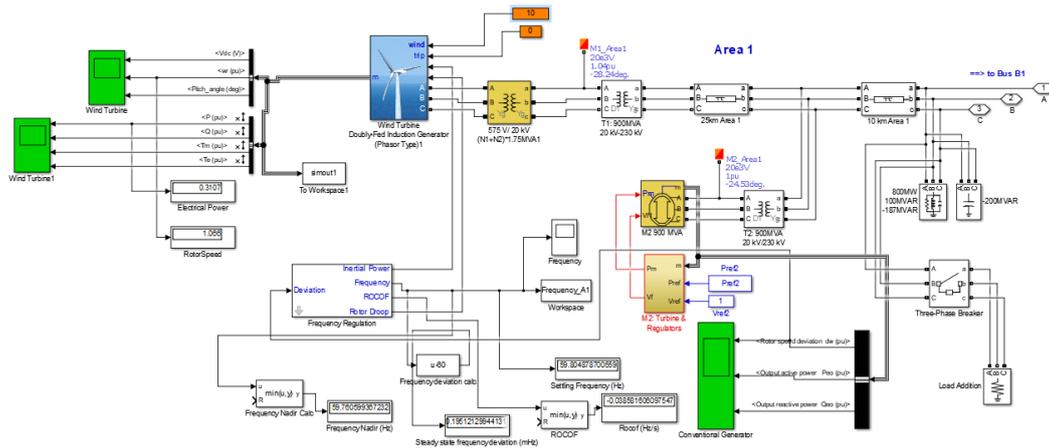


Figura 8.1. Esquema modelo agregado Simulink. Área 1.

Como se puede comprobar en la imagen, en primer se puede observar el bloque que simula un aerogenerador, en este bloque se introducirán los valores necesarios para definir las características de éste, como puede ser la potencia nominal, los ángulos de pitch, los límites de velocidad, tanto superiores como inferiores, así como el tamaño de la turbina eólica, lo que se define por medio de la inercia propia de ésta. Además de estas características, se introducen valores de entrada al bloque aerogenerador, como son la velocidad lineal del viento o los valores del controlador de simulación de inercia. Posteriormente, al bloque del aerogenerador se encuentra el transformador de baja a media tensión, el cuál pasa de 575 V a 20 KV. El siguiente transformador que se puede encontrar es el de media a alta tensión, el cual tiene una tensión de salida de 230 KV.

El controlador emulador de inercia, como ya se ha explicado con anterioridad funciona como un bloque proporcional y derivativo, el cual tiene como entrada la desviación de la frecuencia respecto al valor nominal y como salidas, la potencia inercial y la caída del rotor, los cuales son parámetros de entrada para el bloque aerogenerador. Las otras dos salidas son el valor del RO-COF y de la frecuencia instantánea. Los dos últimos parámetros servirán para hacer el estudio del comportamiento frecuencial de la instalación.

Paralelamente de generación eólica, se encuentra un generador convencional, de forma que se simula un modelo de generación mixto, tal y como sucede en la realidad. Esta generación se sumará a la eólica para poder cubrir la demanda de la carga. Variando los valores de potencia de, tanto el generador convencional como el eólico, se podrán escoger los valores de penetración de cada tipo de energía.

Finalmente se encuentra la carga adicional que se activará en el segundo 50 para provocar un desequilibrio de potencia y, por tanto, de frecuencia.

Todos estos elementos conforman el bloque de generación mixto del modelo global, el cuál será denominado como “Área 1”, estará conectado por medio de cables de alta tensión a un “Área 2”.

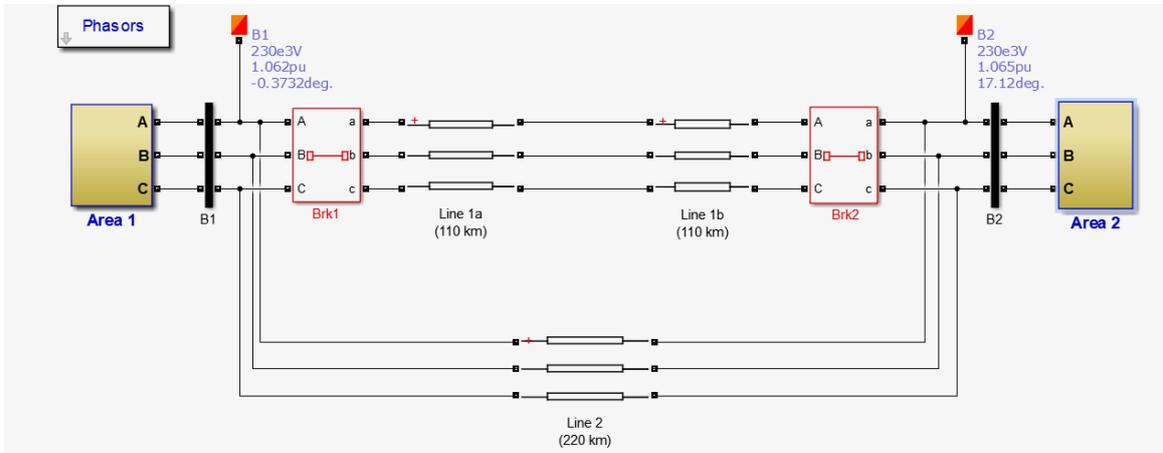


Figura 8.2. Conexión de las dos áreas del modelo.

Esta “Área 2” estará conformada por dos generadores síncronos convencionales y una carga, los cuales completaran el conjunto del modelo de red. Los generadores de esta área también se han de modificar para variar los valores de penetración eólica.

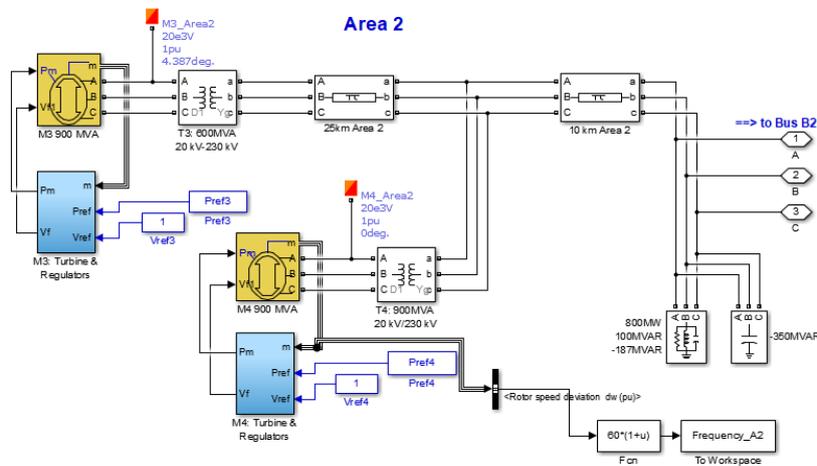


Figura 8.3. Componentes del Área 2.

Por lo que se refiere a los valores de entrada para llevar a cabo la simulación, el listado es el siguiente:

Parámetros de entrada		
Parámetro	Valor	Unidad
Velocidad del viento	10	m/s
Frecuencia nominal	60	Hz
Carga activa 1	800	MW
Carga reactiva 1	100	MVAR
Carga adicional	160	MW
Carga activa 2	800	MW
Carga reactiva 2	100	MVAR

Tabla 8.1. Parámetros de entrada de la simulación.

Por lo que se refiere a las potencias nominales de trabajo de la simulación, son parámetros que variarán en función de la penetración de energía eólica. En la siguiente tabla se verán reflejados los valores de potencia de los aerogeneradores y de los generadores síncronos (que serán representados en porcentaje de la potencia nominal de estos generadores, la cuál es de 900 MW), por cada porcentaje de penetración:

Cuadro de Penetración Eólica				
Penetración	Potencia Eólica	Potencia Generador 1	Potencia Generador 2	Potencia Generador 3
10%	308 MW	53,7 %	53,5%	53,5%
15%	465 MW	50,5%	50,7%	51,0%
20%	615 MW	47,7%	47,6%	47,6%
25%	765 MW	44,4%	44,4%	44,4%
30%	902 MW	41,4%	41,4%	41,4%

Tabla 8.2. Valores de penetración eólica.

A menores valores de penetración los efectos de la regulación y la inercia propia de los aerogeneradores tendrán efectos menos significativos dentro del comportamiento de la frecuencia de todo el sistema.

En este modelo no se tienen en cuenta las distancias que pueda haber entre los aerogeneradores y se considera que la generación de energía proviene de un único punto. De este modelo se

ejecutarán las simulaciones pertinentes, pero se contrastarán con las de configuraciones más complejas para comprobar si se pueden considerar válidos los resultados.

8.2. Segunda configuración: Dos modelos agregados con la mitad de potencia sin considerar pérdidas por cables

La segunda configuración que se tendrá en cuenta será una muy similar a la primera configuración, pero con una pequeña variante, en lugar de tener un único modelo agregado, se tienen dos, juntamente con el respectivo transformador de baja a media tensión. La nueva configuración se puede observar en la siguiente imagen.

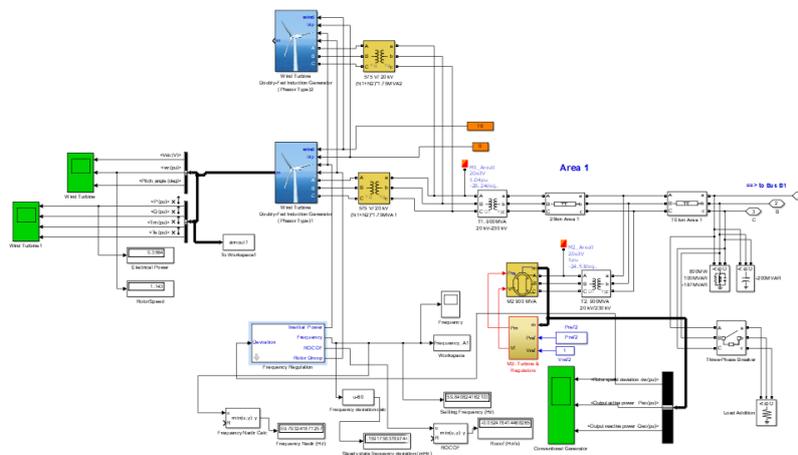


Figura 8.4. Elementos del Área 1. Configuración 2.

Como se puede observar, la configuración conserva los mismos elementos que la anterior, con el único añadido del nuevo grupo de generación eólica.

Los valores a emplear para esta simulación serán los mismos a excepción de la de la potencia eólica que se reducirá a la mitad porque se han duplicado el número de aerogeneradores.

Cuadro de Penetración Eólica				
Penetración	Potencia Eólica	Potencia Generador 1	Potencia Generador 2	Potencia Generador 3
10%	154,0 MW	53,7 %	53,5%	53,5%
15%	232,5 MW	50,5%	50,7%	51,0%
20%	307,5 MW	47,7%	47,6%	47,6%
25%	382,5 MW	44,4%	44,4%	44,4%
30%	451,0 MW	41,4%	41,4%	41,4%

Tabla 8.3. Valores de penetración eólica.

En este modelo tampoco se tienen en cuenta las pérdidas por cable que puede haber entre los dos grupos de aerogeneradores.

8.3. Tercera configuración: Dos modelos agregados con la mitad de potencia considerando pérdidas por cables

La tercera configuración es muy parecida a la anterior, pero en éste se busca que sea más realista, considerando el cableado que conecta un modelo agregado con el otro.

Lo único que se busca comprobar de este modelo respecto al anterior es si el cable puede afectar al comportamiento de la red.

La configuración se puede observar en la siguiente imagen:

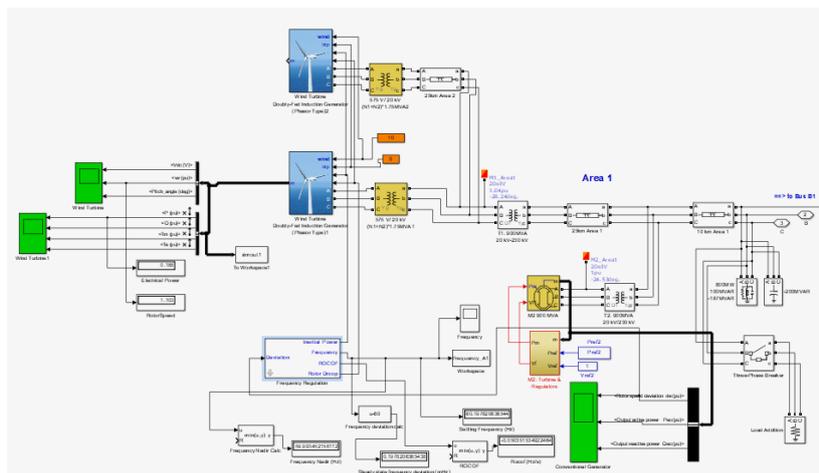


Figura 8.5. Elementos del Área 1. Configuración 3.

Se comprobará el efecto que tiene la longitud del cableado que conecta los aerogeneradores, teniendo en cuenta dimensiones reales de parque eólico.

8.4. Cuarta configuración: tres grupos de tres aerogeneradores considerando las pérdidas del cable

Finalmente, la última configuración es la más compleja y la que es más parecida a la realidad. Se trata de una configuración donde hay nueve modelos agregados, que tendrán potencias mucho más reducidas, agrupados en grupos de tres, cada uno de los cuales tendrá el correspondiente

cableado con el que se conectará al resto de grupos. La configuración se puede ver en la siguiente imagen:

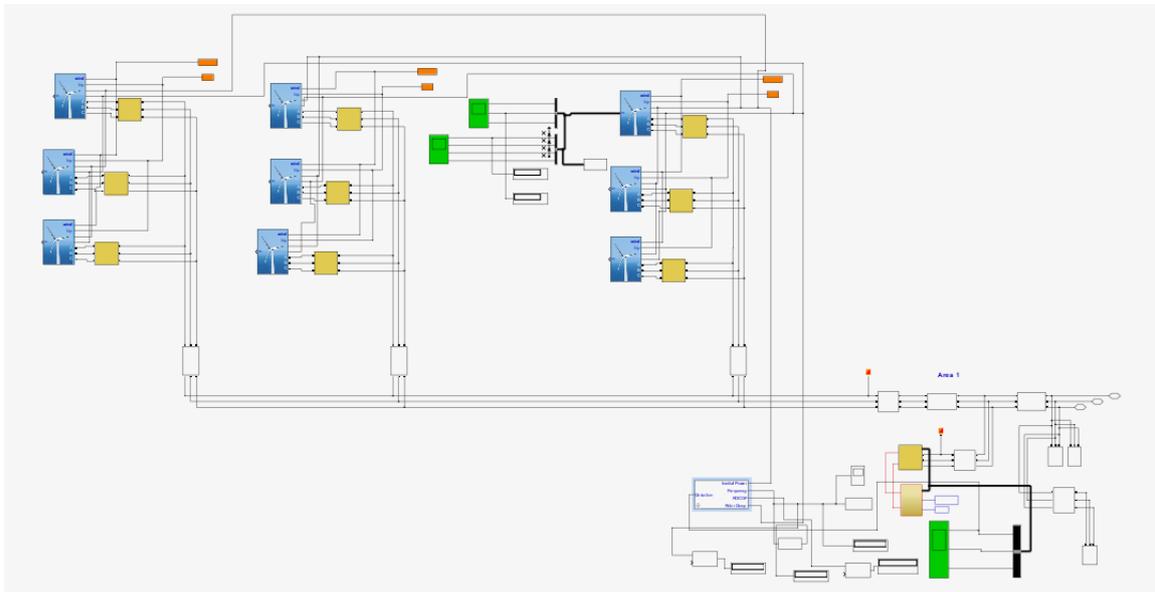


Figura 8.6. Elementos del Área 1. Configuración 4.

Los valores de potencia para cada valor de penetración será los reflejados en la tabla.

Cuadro de Penetración Eólica				
Penetración	Potencia Eólica	Potencia Generador 1	Potencia Generador 2	Potencia Generador 3
10%	34,2 MW	53,7 %	53,5%	53,5%
15%	51,6 MW	50,5%	50,7%	51,0%
20%	68,3 MW	47,7%	47,6%	47,6%
25%	85,0 MW	44,4%	44,4%	44,4%
30%	100,2 MW	41,4%	41,4%	41,4%

Tabla 8.4. Valores de penetración eólica.

9. Resultados

9.1. Resultados configuración 1

La primera serie de simulaciones que se ejecutará será variando los valores del regulador de emulación de inercia, manteniendo constante la inercia propia del aerogenerador y la penetración, así se podrá observar la variación de la curva para cada uno de los casos.

La primera simulación ejecutada será con la penetración y la inercia propia del aerogenerador más bajas, 10% y 3 respectivamente.

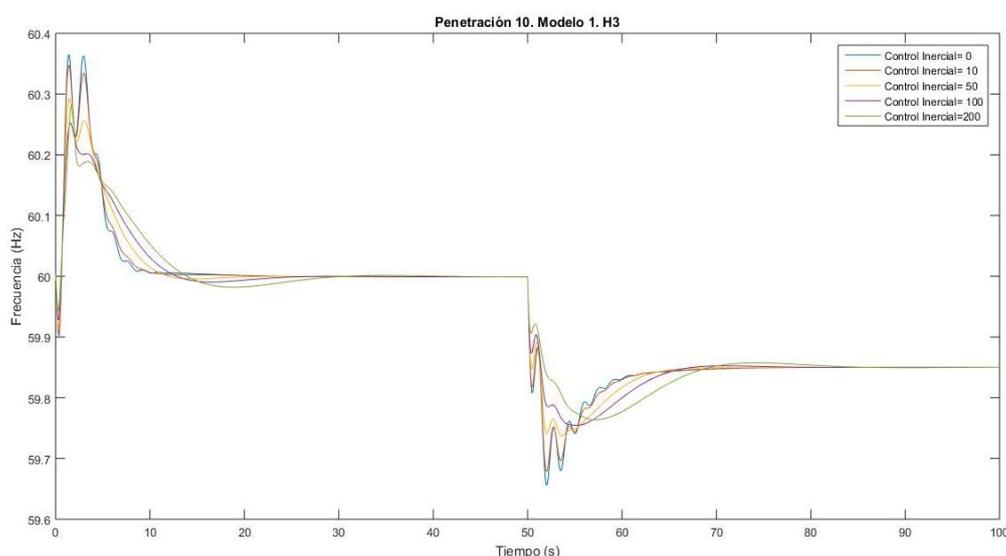


Figura 9.1. Curvas de frecuencia, configuración 1, 10% de penetración e inercia H=3

Como se puede observar en la imagen, a medida que aumenta la inercia emulada del aerogenerador, el mínimo (o nadir) al que llega la frecuencia después de la falla aumenta, pero el ROCOF (pendiente con la que disminuye la frecuencia) aumenta, además de tardar más en estabilizarse de nuevo. A continuación, se mostrará el valor del nadir de cada uno de los casos.

Inercia emulada	Nadir (Hz)
0	59,66
10	59,68
50	59,74
100	59,75
200	59,76

Tabla 9.1. Valores de nadir correspondientes a la simulación 1.

A continuación, se estudiará el mismo caso, pero con una penetración de energía eólica máxima, es decir, del 30%, para comprobar el efecto de este parámetro dentro de la evolución de la frecuencia.

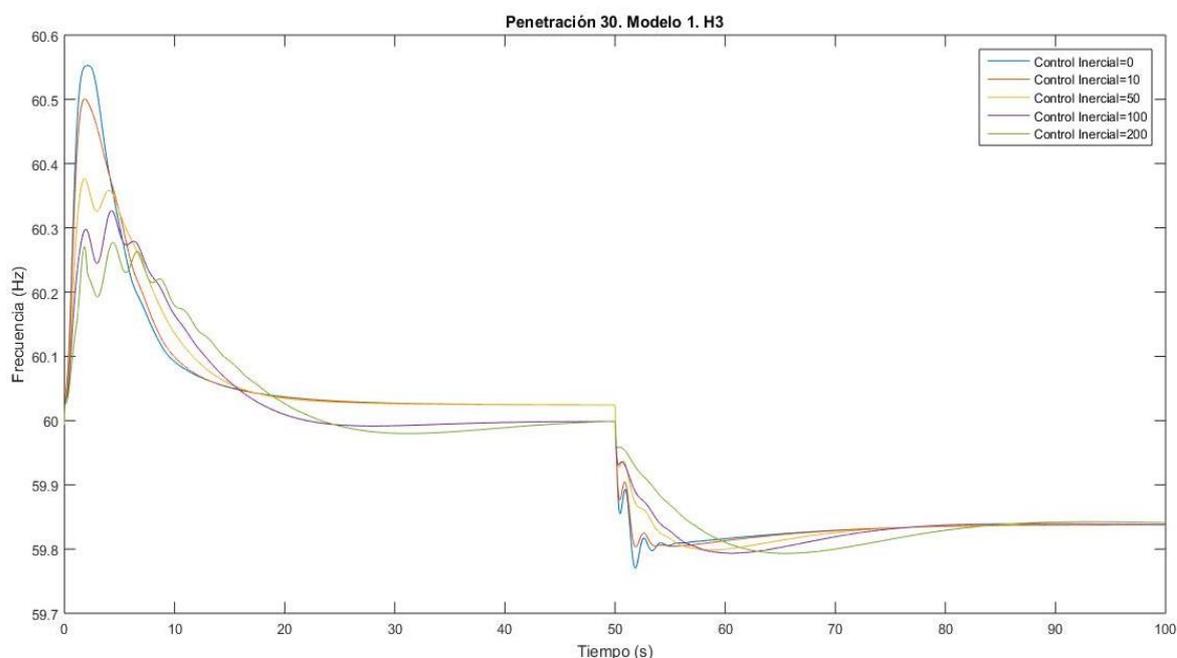


Figura 9.2. Curvas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración e inercia H=3

La forma de las curvas no se ven modificadas por el porcentaje de penetración, pero los valores de nadir si que están afectados. A continuación, se puede ver la comparativa de valores del caso anterior con éste.

Inercia emulada	Nadir 10% de penetración (Hz)	Nadir 30% de penetración (Hz)
0	59,66	59,77
10	59,68	59,80
50	59,74	59,80
100	59,75	59,79
200	59,76	59,79

Tabla 9.2. Tabla comparativa de valores de nadir con 10% y 30% de penetración.

La principal diferencia entre los dos casos es que el valor del nadir en el segundo es superior al primero, siendo esto un hecho a favor de la energía eólica, ya que los límites a los que se llegan son más altos por lo que se necesitaría menos energía para compensar la pérdida de potencia. Por otro lado, otro aspecto a remarcar es que la diferencia entre el nadir máximo y el mínimo

en el segundo caso inferior a la del primero. En la simulación con un 30% de penetración la mayor variación de nadir es de 0,03 Hz, mientras que en el segundo llega a 0,1 Hz. Finalmente, la última diferencia que se puede percibir es que los valores de inercia emulada, en la segunda simulación, con mayor valor de nadir son los de 10 y 50, por otra parte, en la primera, el nadir va aumentando linealmente a medida que el valor la inercia simulada aumenta.

A continuación, se estudiará la evolución de la respuesta frecuencial respecto a la variación de la inercia propia del aerogenerador. Se ejecutarán las simulaciones con los valores de inercia de 6, 10, 12 y 15, además de la que ya se ha analizado con valor de 3. Además, se ejecutarán con una penetración de un 30% ya que se quiere estudiar el caso hacia al que se tenderá en un futuro y es en la situación donde se puede observar con mayor claridad los efectos de la inercia de los generadores eólicos.

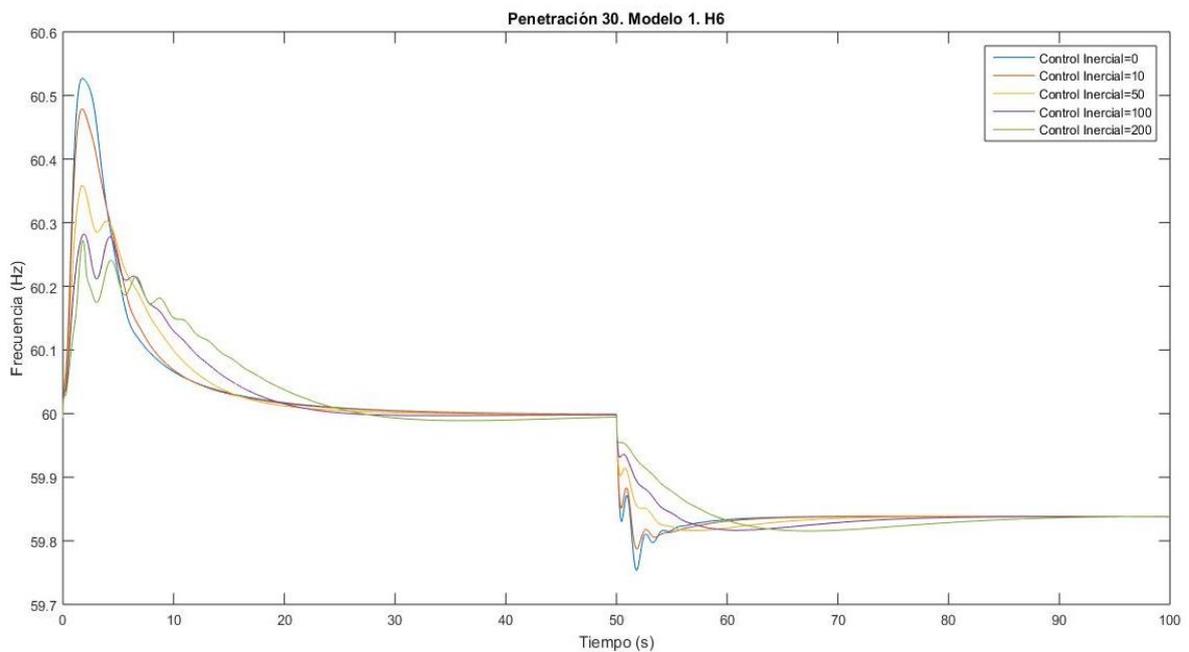


Figura 9.3. Curvas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración e inercia H=6

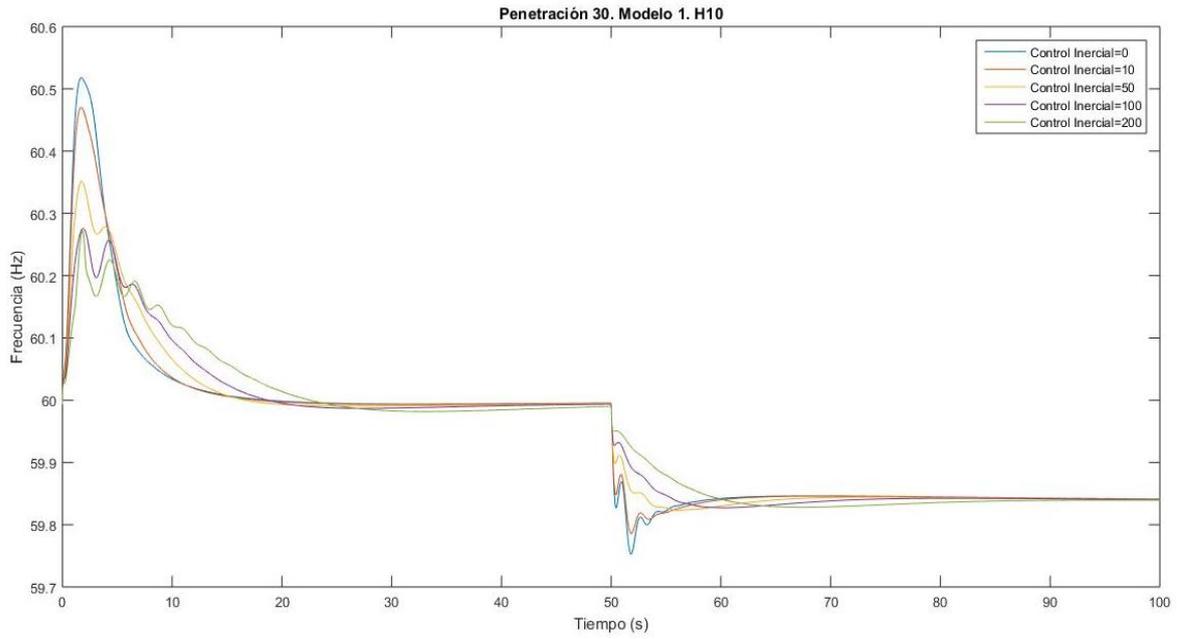


Figura 9.4. Curvas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración e inercia H=10

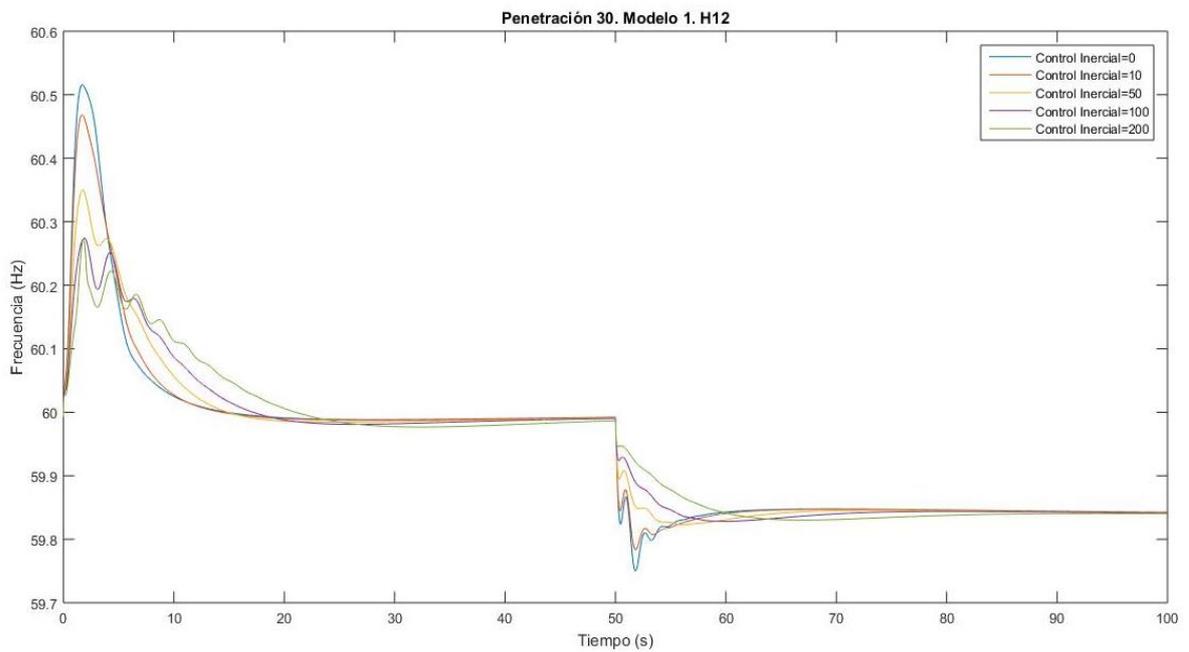


Figura 9.5. Curvas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración e inercia H=12

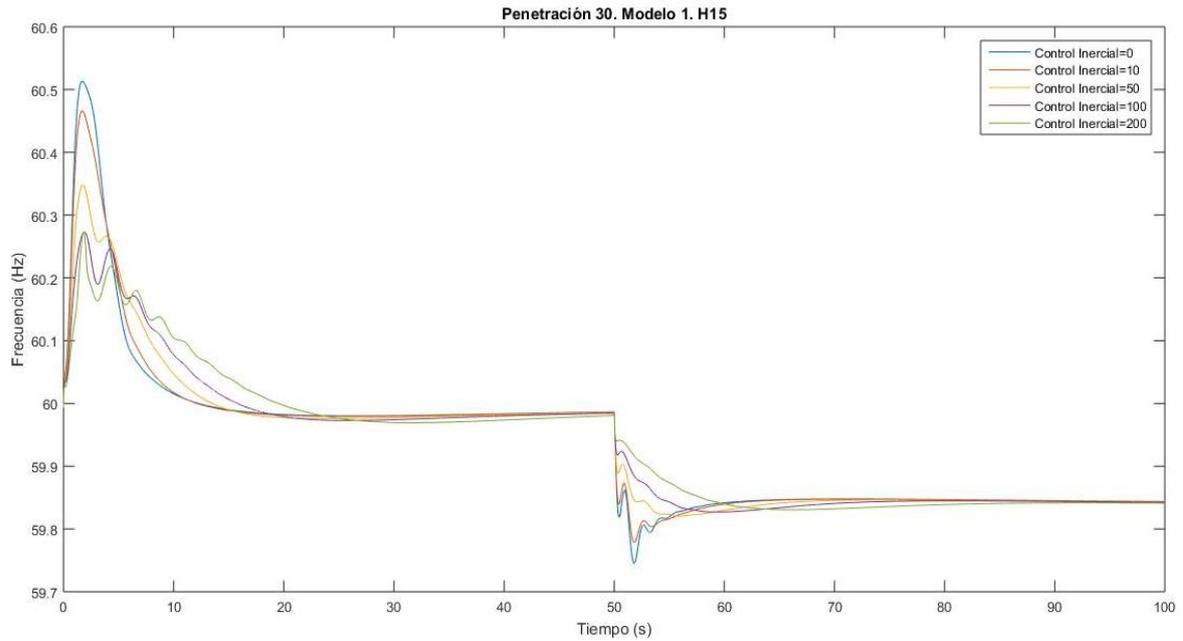


Figura 9.6. Curvas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración e inercia H=15

A primera impresión las gráficas tienen un aspecto bastante similar entre ellas, la forma de las curvas prácticamente igual, por lo que hará falta hacer una gráfica comparativa dónde se encuentren las curvas correspondientes a cada valor de inercia del aerogenerador. En esta simulación se mantendrán fijos los valores de la emulación de inercia y de la penetración y por lo contrario variará el valor de inercia.

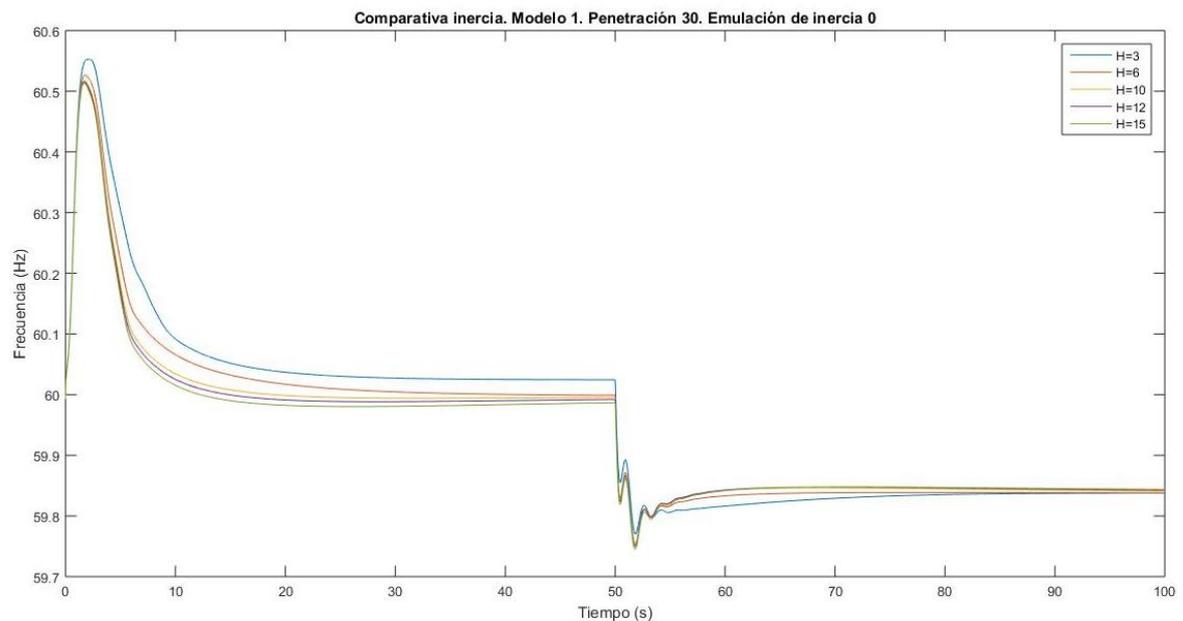


Figura 9.7. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración y control inercial 0.

En la primera comparativa se puede observar que a medida que aumenta la inercia propia de los aerogeneradores la diferencia entre cada una de las gráficas disminuye. También se puede ver claramente que cuanto más pequeña es la inercia de cada aerogenerador el nadir es más grande, pero necesita mucho más tiempo a llegar al mismo punto de estabilización en el que se encuentran las turbinas eólicas con mayor inercia, dicho punto de estabilidad será cuando se lleguen a los 58,84 Hz. Todo esto se podrá ver con mayor claridad en la tabla de resultados.

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
3	59,77	79,27
6	59,75	61,53
10	59,75	57,05
12	59,75	57,04
15	59,75	57,53

Tabla 9.3. Valores de nadir y tiempo de estabilización, control inercial 0 y 30% de penetración.

La diferencia más notable se encuentra en el intervalo de inercia de 3 a 6. Posteriormente las diferencias son mucho menos considerables, teniendo resultados prácticamente iguales, tanto del nadir, como del tiempo de estabilización, por lo que se puede concluir que para grandes tamaños de los aerogeneradores el comportamiento inercial es muy parecido.

Se estudiará si en los casos donde hay una emulación de inercia el comportamiento es el mismo.

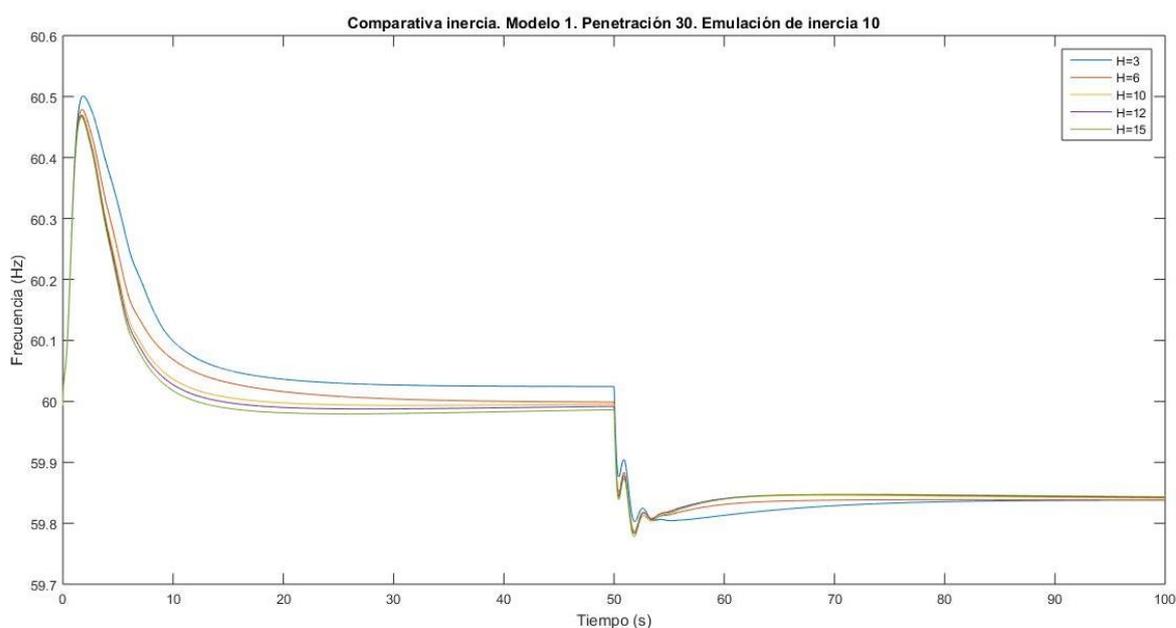


Figura 9.8. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración y control inercial 10

Las formas de las curvas de frecuencia siguen siendo muy parecidas a las del caso anterior, pero los valores de nadir y de tiempo de estabilización han cambiado ligeramente.

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
3	59,80	79,17
6	59,79	63,07
10	59,79	58,19
12	59,78	58,08
15	59,78	58,46

Tabla 9.4. Valores de nadir y tiempo de estabilización, control inercial 10 y 30% de penetración.

Em este caso los valores del nadir son superiores al caso anterior, hecho que es favorable ya que la frecuencia no caerá hasta un punto tan bajo, pero por el contrario los tiempos de estabilización son algo superiores en los generadores más grandes. También se ha de mencionar que la diferencia entre los valores de nadir es más reducida en este caso.

Se seguirá con el estudio de las curvas de frecuencia cuando el valor del emulador de inercia es de cincuenta.

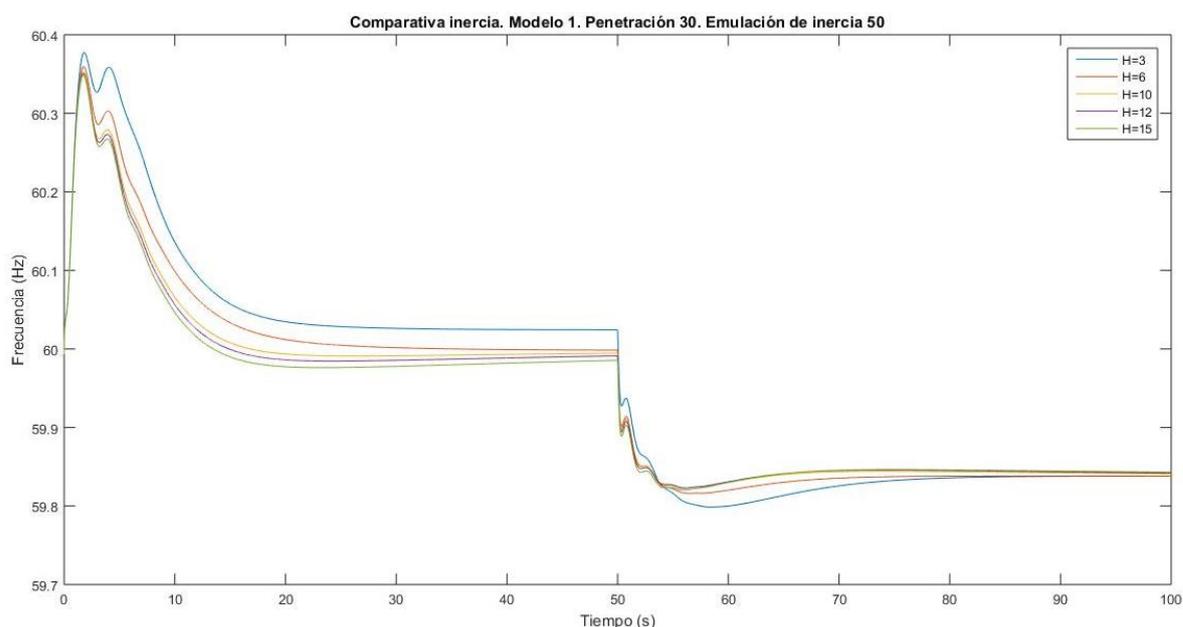


Figura 9.9. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 1, 30% de penetración y control inercial 50

Para este valor de emulación de inercia si se puede ver modificada la curva de frecuencia, teniendo un ROCOF menos pronunciado, lo cual afectará al nadir y al tiempo de estabilización.

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
3	59,80	78,46
6	59,82	69,40
10	59,82	62,19
12	59,82	59,84
15	59,82	61,87

Tabla 9.5. Valores de nadir y tiempo de estabilización, control inercial 50 y 30% de penetración.

De esta simulación se pueden extraer algunas diferencias respecto a las dos anteriores. En primer lugar, es la primera situación en la que el nadir mejora a medida que aumenta la inercia, también dándose los valores más altos de éste. Por contrapunto los tiempos de estabilización para los generadores con mayor inercia son superiores a los casos anteriores.

Se continuará con la simulación de la respuesta frecuencial para un control inercial de 100.

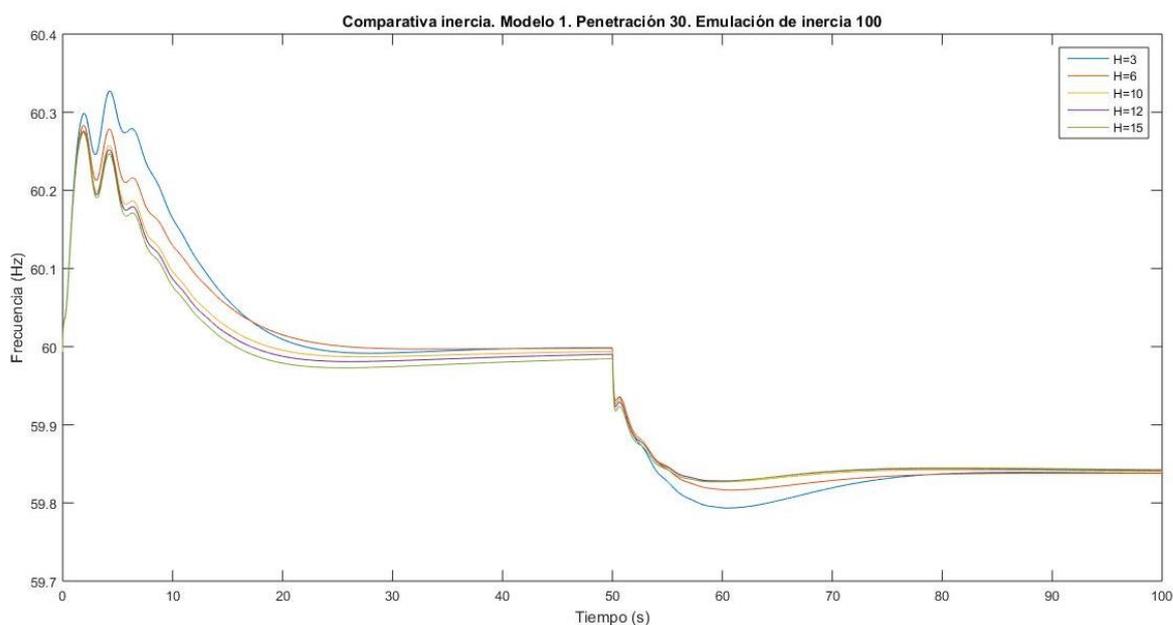


Figura 9.10. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 1, 30% penetración y control inercial 100

En esta situación las curvas tienen un aspecto más parecido al caso anterior, con un ROCOF más pronunciado aún y con un valor de nadir más alto para los casos con inercias más altas.

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
3	59,79	77,56
6	59,82	76,31
10	59,83	67,18
12	59,83	65,85
15	59,83	65,65

Tabla 9.6. Valores de nadir y tiempo de estabilización, control inercial 100 y 30% de penetración.

Estudiando los datos obtenidos se pueden comprobar diferencias notables, el tiempo de estabilización de las curvas de frecuencia son mucho más cercanos entre si, con una diferencia máxima de 11,91 segundos, respecto a los 21,74 segundos del primer caso. También se ha de mencionar que los valores de nadir siguen aumentando, a excepción del aerogenerador más pequeño, el cual tiene un nadir peor que en los dos casos anteriores.

La última simulación por ejecutar será en la que el controlador de inercia adquiere un valor de 200.

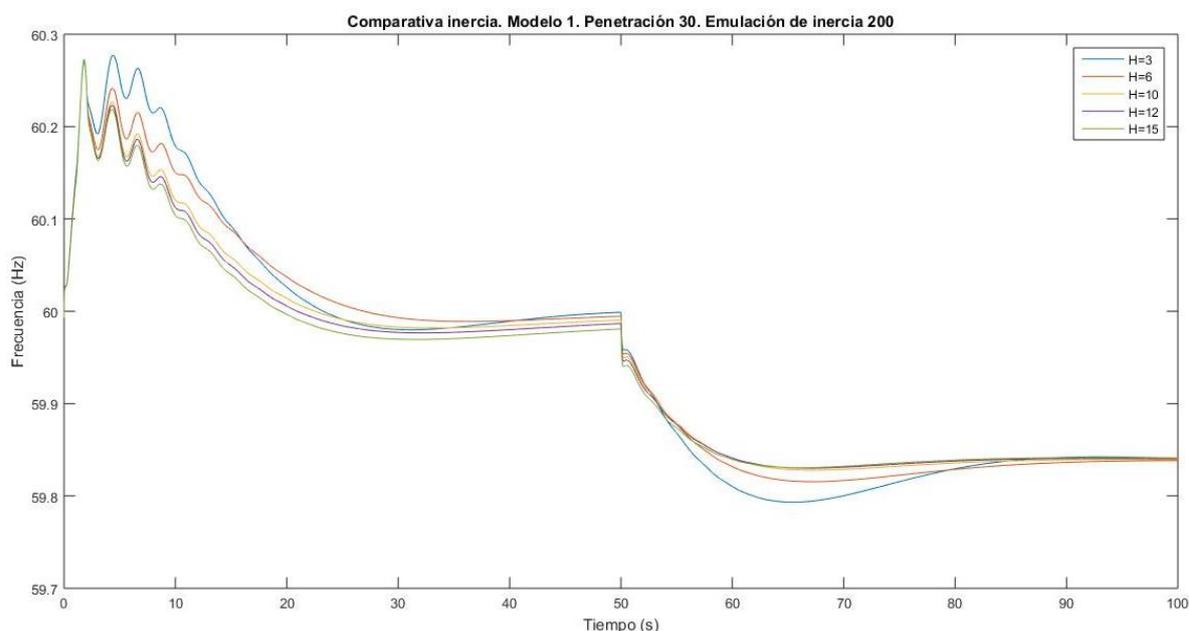


Figura 9.11. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 1, 30% penetración y control inercial 200

Esta última simulación sigue la tendencia de las dos últimas, con un ROCOF todavía más accentuado y donde se puede presenciar una mayor diferencia entre los aerogeneradores grandes y pequeños.

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
3	59,79	82,79
6	59,82	87,28
10	59,83	78,85
12	59,83	75,58
15	59,83	73,87

Tabla 9.7. Valores de nadir y tiempo de estabilización, control inercial 200 y 30% de penetración.

Este es el caso donde se pueden observar unos tiempos de estabilización muy altos, aumentando para algunos valores incluso 10 segundos. Por lo contrario, los valores de nadir se mantienen exactamente iguales que en la simulación anterior.

De los datos obtenidos de las distintas simulaciones se pueden extraer algunas conclusiones para entender el comportamiento de los aerogeneradores en función de su tamaño. En primer lugar, cuando éstos llegan a un valor de inercia, según las simulaciones $H=10$, las curvas de frecuencia son prácticamente iguales, con alguna diferencia en cuanto a los tiempos de estabilización, pero siendo muy parecidos entre ellos. Los aerogeneradores pequeños empeoran su respuesta cuando se llegan a niveles de control de inercia más altos, donde el nadir empeora ligeramente y los tiempos de estabilización son considerablemente más altos.

En cambio, para los valores más altos de inercia de los generadores eólicos, las respuestas son óptimas para valores altos de control inercial, ya que se reduce el valor del nadir y al aumentar el ROCOF hay un mayor tiempo de respuesta para que los generadores convencionales puedan participar en la recuperación de la frecuencia.

Estas conclusiones se tendrán que contrastar con los resultados a obtener en las simulaciones de configuraciones más complejas.

9.2. Resultados configuración 2

Con la finalidad de comprobar la validez de los resultados obtenidos en la configuración anterior se ejecutarán las mismas simulaciones y se estudiarán las diferencias.

Se llevará a cabo la primera simulación, la cual será con un valor de inercia del aerogenerador de $H=3$ y un valor de penetración de 10%.

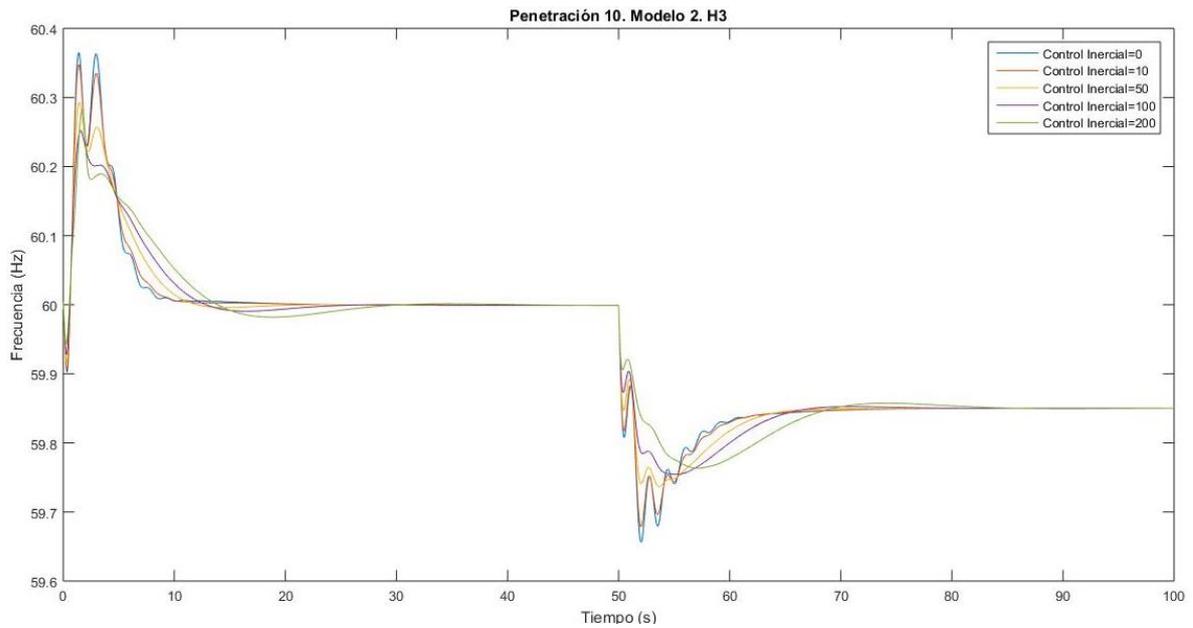


Figura 9.12. Curvas de frecuencia, configuración 2, 10% de penetración e inercia H=3

Inercia emulada	Nadir (Hz)
0	59,66
10	59,68
50	59,74
100	59,75
200	59,76

Tabla 9.8. Valores de nadir, configuración 2, 10% de penetración e inercia H=3

Los resultados obtenidos, tanto de forma de las curvas de frecuencia, como de los valores de nadir son exactamente iguales a los de la primera configuración. El paso siguiente será comprobar si a medida que aumenta la penetración y la inercia propia de cada aerogenerador se ven modificados los resultados. Para ello se hará la comparativa directa entre los dos modelos. Las condiciones de las simulaciones serán una penetración del 30%, una inercia de H=15 y para los dos casos extremos de control inercial, que son 0 y 200.

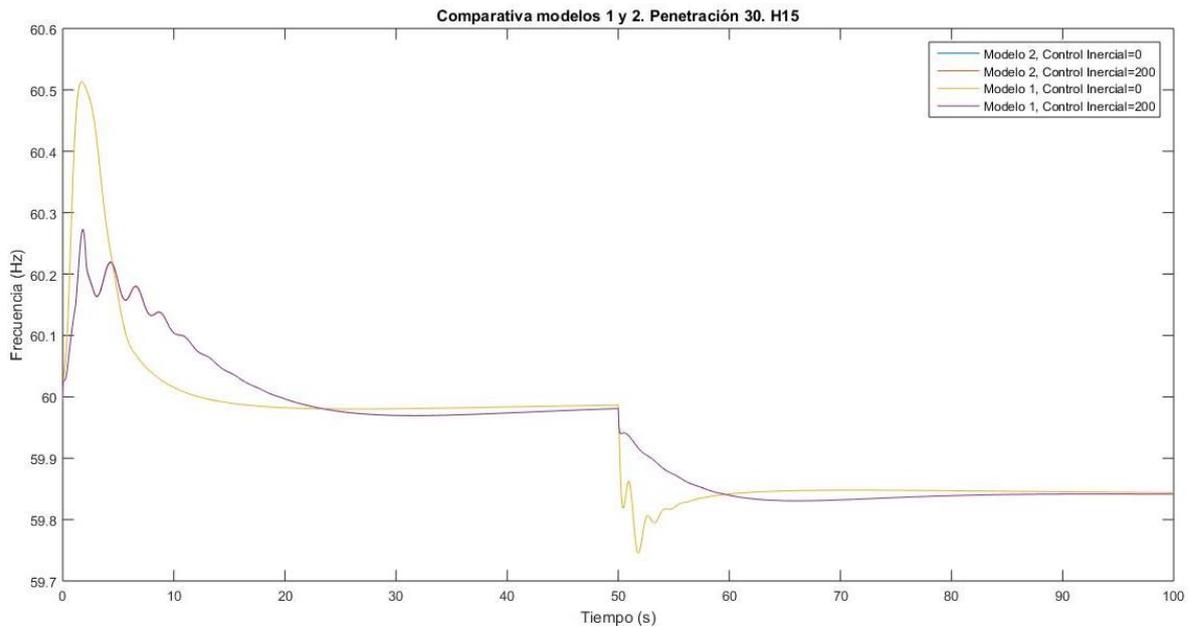


Figura 9.13. Curvas de frecuencia comparativas entre la configuración 1 y 2.

En la gráfica de resultados las dos curvas está completamente superpuestas. La curva para el control inercial 1 y 2 son exactamente iguales, lo mismo que sucede con las que tienen un control inercial de 200.

Se puede concluir que los resultados obtenidos con la primera configuración son válidos si se utiliza más de un modelo agregado.

8.3. Resultados configuración 3

En esta tercera configuración se tendrá en cuenta un parámetro que no se había considerado con antelación. El efecto del cableado que conecta los diversos modelos agregados, lo cual puede repercutir en una pérdida de potencia o puede afectar la forma de las curvas de frecuencia.

En un principio se llevará a cabo la misma simulación que en los casos anteriores, es decir, el aerogenerador más pequeño ($H=3$) con la menor penetración (10%) y se comparará con los resultados obtenidos con las configuraciones anteriores. Por lo que se refiere a las características del cable, se tratará de un cable XLPE, el que se utiliza normalmente en instalaciones eólicas offshore para transportar la electricidad por debajo del agua, los valores de resistencia, capacitancia e inductancia del cable se verán reflejados en la siguiente tabla.

Característica cable XLPE	
Resistencia	0,03 Ω
Inductancia	0,28 mH
Capacitancia	0,37 μF

Tabla 9.9. Características eléctricas del cable XLPE

La longitud del cable empleada para la simulación será de 2 km ya que es la longitud estándar de lo que puede llegar a medir un parque eólico.

Con todos estos datos se puede ejecutar la simulación a comparar.

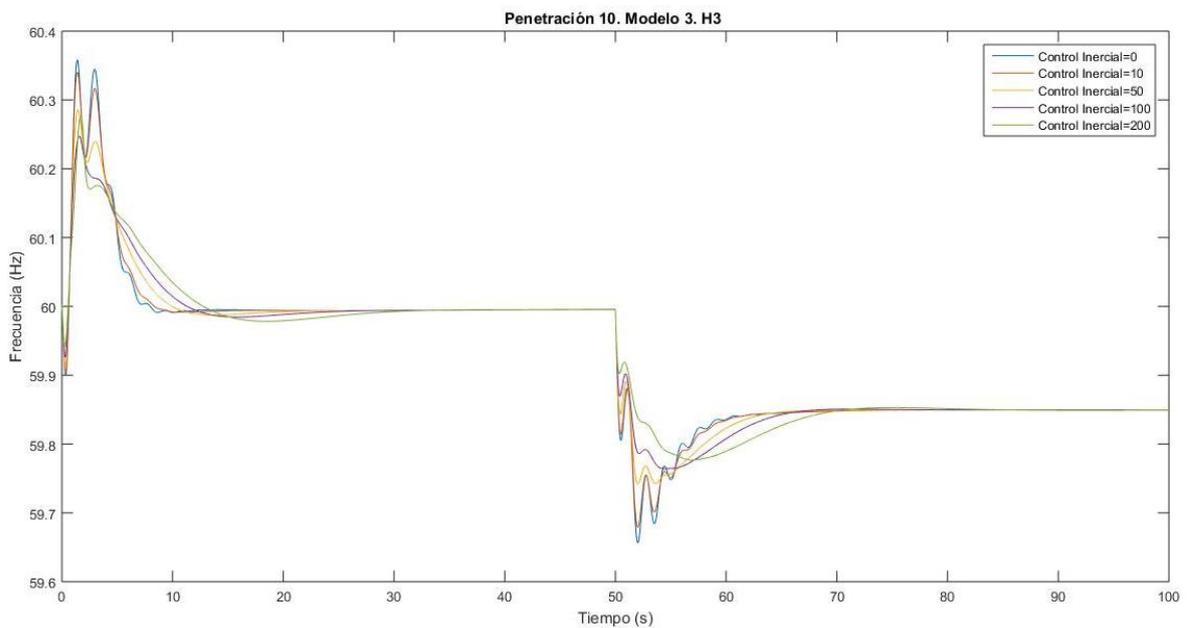


Figura 9.14. Curvas de frecuencia, configuración 3, 10% de penetración e inercia H=3

Inercia emulada	Nadir (Hz)
0	59,66
10	59,68
50	59,74
100	59,76
200	59,78

Tabla 9.10. Valores de nadir, configuración 3, 10% de penetración e inercia H=3

Tanto la forma de las curvas como los valores del nadir son muy parecidos a las dos configuraciones anteriores, pero no son exactamente iguales, ya que para los valores más altos del control inercial los valores del nadir varían ligeramente, obteniendo mejores resultados. Se tendrá que

comprobar si para valores más altos de inercia, penetración y longitudes de cables se pueden acentuar las diferencias.

La primera comparativa a realizar será entre las distintas distancias de la longitud del cable. Se harán en intervalos de un kilómetro, empezando desde la no consideración de cableado hasta los 5 km de distancia. Se ejecutará con una penetración de 30% y para los valores de inercia $H=3$ y $H=15$. Todas las simulaciones se llevarán a cabo sin tener en cuenta el control inercial.

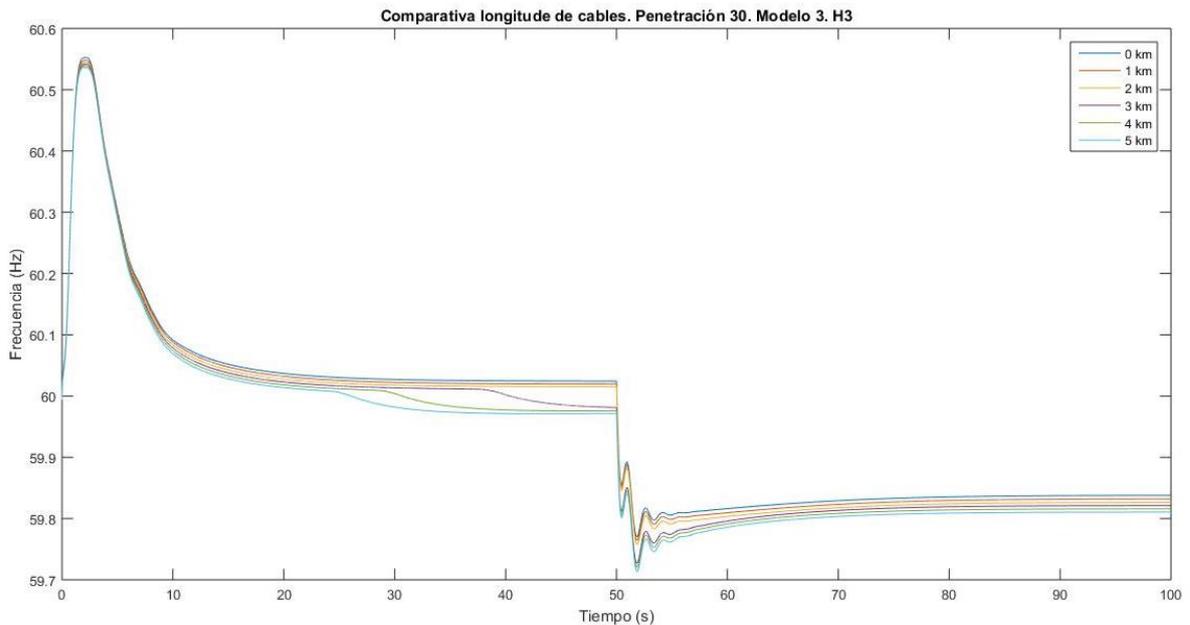


Figura 9.15. Curvas de frecuencia comparativas según la longitud del cableado, inercia $H=3$

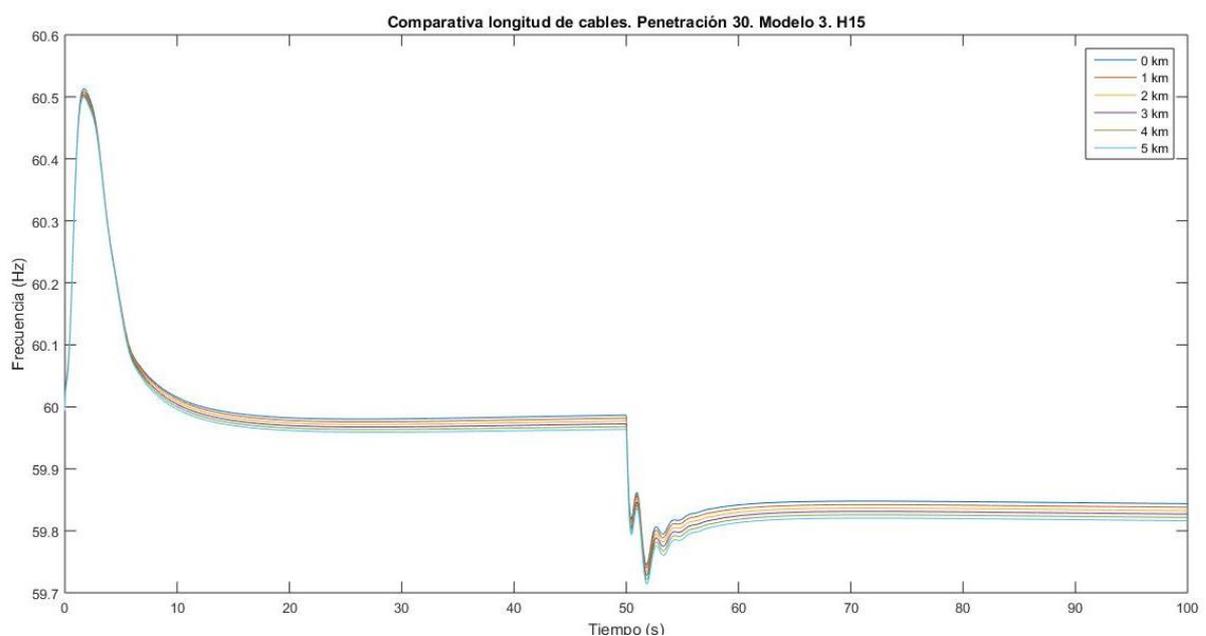


Figura 9.16. Curvas de frecuencia comparativas según la longitud del cableado, inercia $H=15$

De las curvas extraídas se pueden sacar algunas conclusiones. En primer lugar, los efectos del cable tienen más repercusión en los aerogeneradores pequeños, sobre todo a medida que aumentan las distancias se pueden observar caídas de frecuencia antes de la falla en la mitad del proceso causadas por las pérdidas del cable, así como unos valores de nadir más bajos que los que hay en distancias cortas. En estos casos se debería aumentar el diámetro de los cables empleados de forma que se reduzcan las pérdidas y se normalice el funcionamiento. Por lo que se refiere a los aerogeneradores más grandes la diferencia entre las pérdidas es menos considerable que en los pequeños, aunque tampoco se puede despreciar ya que si se necesitan recorrer grandes distancias puede haber consecuencias negativas. En estos casos también se debería aumentar el tamaño del cable para disminuir las pérdidas de éste, o bien que la subestación de alta tensión se encuentre más cerca, ya que al tratarse de cables de alta tensión se reduciría las pérdidas de potencia.

Como se ha comprobado que el comportamiento no es exactamente el mismo que en casos anteriores se estudiará cada tamaño de aerogenerador y se compararán los resultados con los obtenidos en la primera configuración. Para todas las simulaciones que se llevarán a cabo se utilizará una longitud del cableado de 2 km.

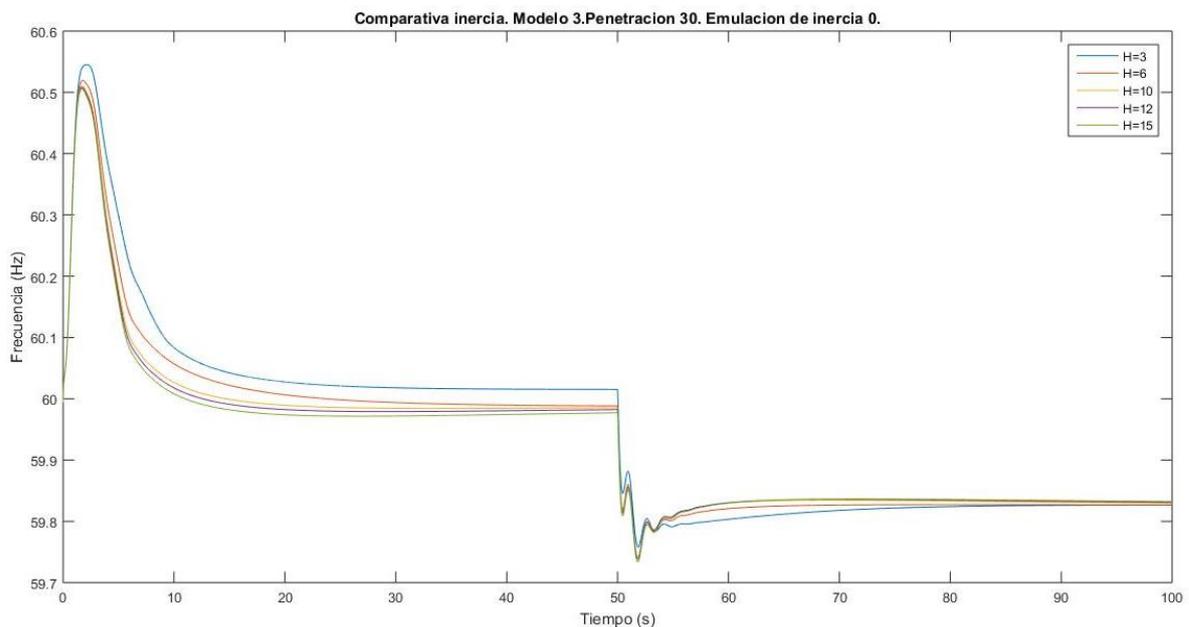


Figura 9.17. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 3, 30% penetración y control inercial 0

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
	Modelo 1	Modelo 1	Modelo 3	Modelo 3
3	59,77	79,27	59,76	83,33
6	59,75	61,53	59,74	64,64
10	59,75	57,05	59,74	58,03
12	59,75	57,04	59,74	57,84
15	59,75	57,53	59,73	58,17

Tabla 9.11. Comparativa entre el modelo 1 y 3, 30% penetración, control inercial 0

Se pueden observar diversas diferencias respecto los dos modelos. En el más complejo los valores de nadir son ligeramente peores que en la configuración más simple, causado por las pérdidas del cableado. De la misma forma que el tiempo de estabilización aumenta en la configuración 3. El cableado influye, empeorando los resultados. Se estudiará si las diferencias se mantienen con el resto de simulaciones.

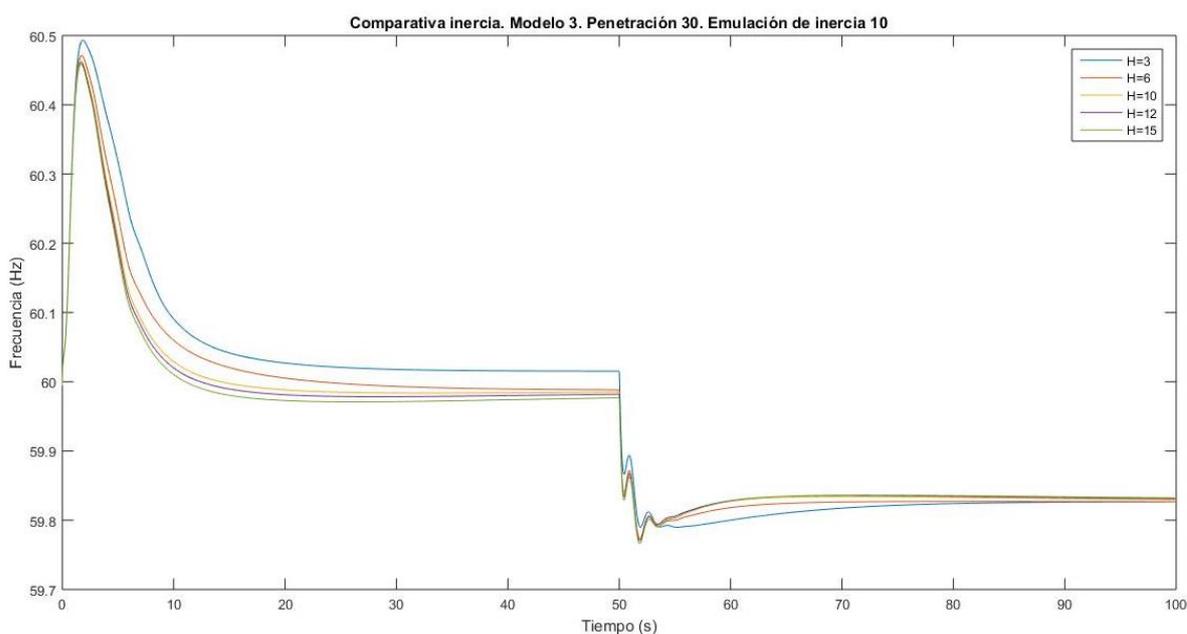


Figura 9.18. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 3, 30% penetración y control inercial 10

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
	Modelo 1	Modelo 1	Modelo 3	Modelo 3
3	59,80	79,17	59,79	83,03
6	59,79	63,07	59,77	66,08
10	59,79	58,19	59,77	59,10
12	59,78	58,08	59,77	58,85
15	59,78	58,46	59,77	59,10

Tabla 9.12. Comparativa entre el modelo 1 y 3, 30% penetración, control inercial 10

Los resultados obtenidos en la simulación con una emulación de inercia de 10 siguen la misma línea que la que no tiene el regulador de emulación de inercia activado. Tanto los nadires como los tiempos de estabilización empeoran en la configuración 3 y las variaciones son más o menos similares.

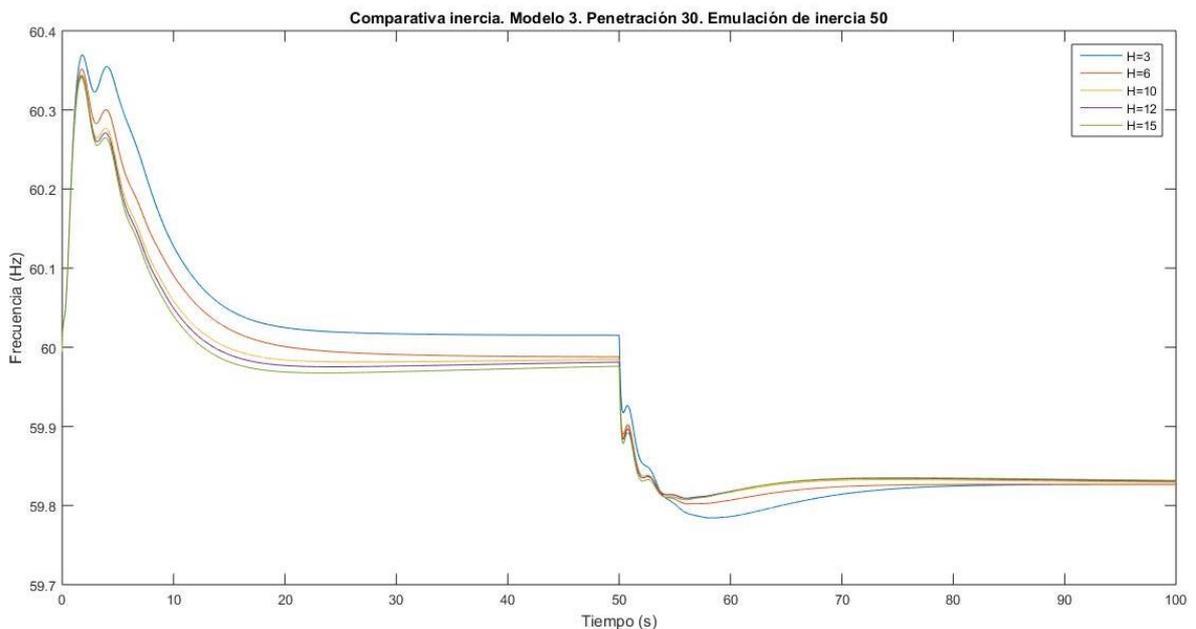


Figura 9.19. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 3, 30% penetración y control inercial 50

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
	Modelo 1	Modelo 1	Modelo 3	Modelo 3
3	59,80	78,46	59,78	80,95
6	59,82	69,40	59,80	72,02
10	59,82	62,19	59,81	63,36
12	59,82	59,84	59,81	62,66
15	59,82	61,87	59,81	62,68

Tabla 9.13. Comparativa entre el modelo 1 y 3, 30% penetración, control inercial 50

En esta tercera simulación se mantienen las mismas diferencias observadas en las dos anteriores, con lo único a remarcar es el hecho de que los valores obtenidos para los aerogeneradores más grandes son más parecidos entre sí.

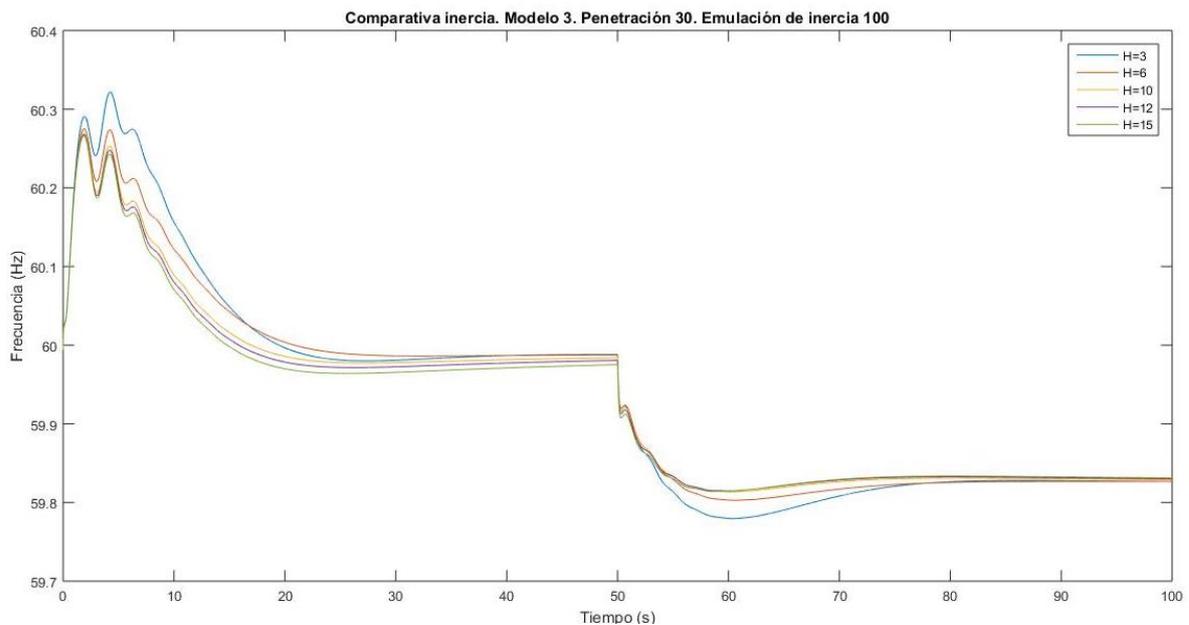


Figura 9.20. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 3, 30% penetración y control inercial 100

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)
	Modelo 1	Modelo 1	Modelo 3	Modelo 3
3	59,79	77,56	59,78	78,23
6	59,82	76,31	59,80	78,53
10	59,83	67,18	59,81	68,72
12	59,83	65,85	59,81	67,23
15	59,83	65,65	59,81	66,76

Tabla 9.14. Comparativa entre el modelo 1 y 3, 30% penetración, control inercial 100

La tendencia sigue siendo la misma en esta situación, pero teniendo unos resultados más parecidos entre el modelo 1 y 3 para todos los tamaños de los aerogeneradores, aunque el último sigue siendo ligeramente peor.

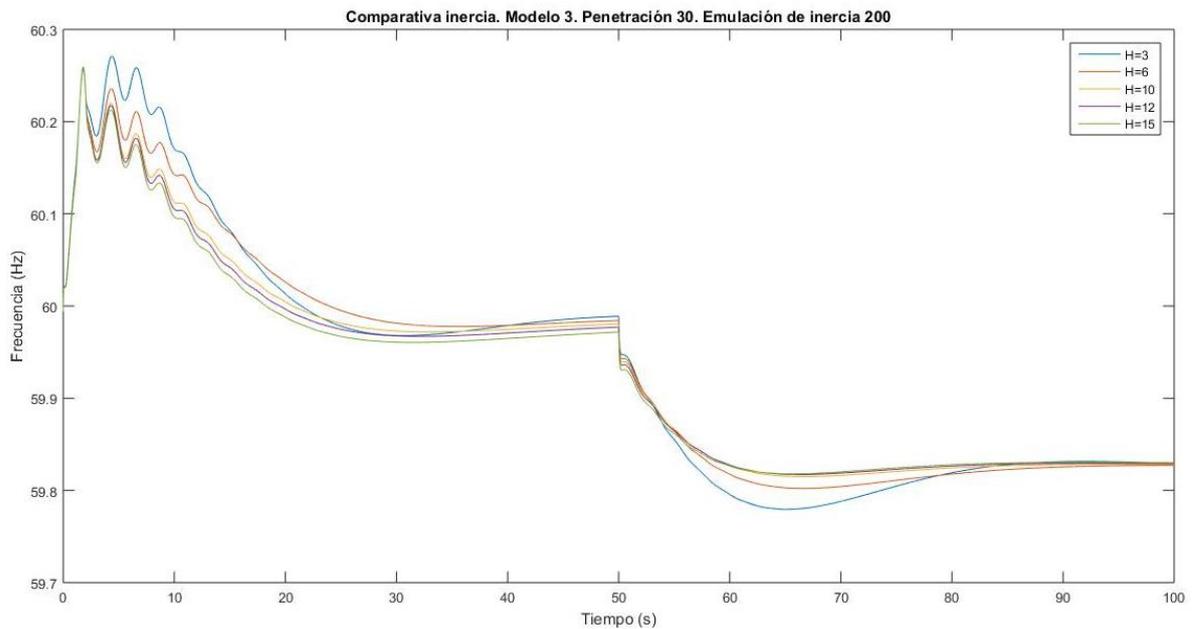


Figura 9.21. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 3, 30% penetración y control inercial 200

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en	Nadir (Hz)	Tiempo en
	Modelo 1	estabilizarse (s)	Modelo 3	estabilizarse (s)
		Modelo 1		Modelo 3
3	59,79	82,79	59,78	82,89
6	59,82	87,28	59,80	88,87
10	59,83	78,85	59,82	81,00
12	59,83	75,58	59,82	77,72
15	59,83	73,87	59,82	75,70

Tabla 9.15. Comparativa entre el modelo 1 y 3, 30% penetración, control inercial 200

Finalmente se puede concluir que el cableado afecta a la respuesta frecuencial de los aerogeneradores, empeorando ligeramente la respuesta respecto a las simulaciones de modelos agregados simplificados. Otro aspecto para tener en cuenta es que dependiendo de las distancias a las que se encuentren los aerogeneradores se tendrán que tener diámetros más grandes o más pequeños con la finalidad de controlar las pérdidas de cableado.

La última configuración se comparará con la tercera ya que ésta será considerada la válida, siendo más fiel a la realidad que la primera, descartándola.

9.4. Resultados configuración 4

Ésta será la configuración más compleja de todas y la última. Como se ha mencionado anteriormente el efecto del cableado se ha de tener en cuenta y la función de esta última simulación es estudiar el efecto que puede tener los diferentes cableados dentro de la respuesta frecuencial de los aerogeneradores.

Para llevar a cabo las simulaciones se empleará el mismo cable que en la simulación anterior, manteniendo las características eléctricas. La longitud del cable se mantendrá constante, pero dividiéndolo entre el número de ramas que hay.

El primer paso para hacer la comparativa será ejecutar la misma simulación que se ha hecho en todas las configuraciones anteriores. Con una penetración del 10% y el tamaño de aerogenerador más pequeño (H=3).

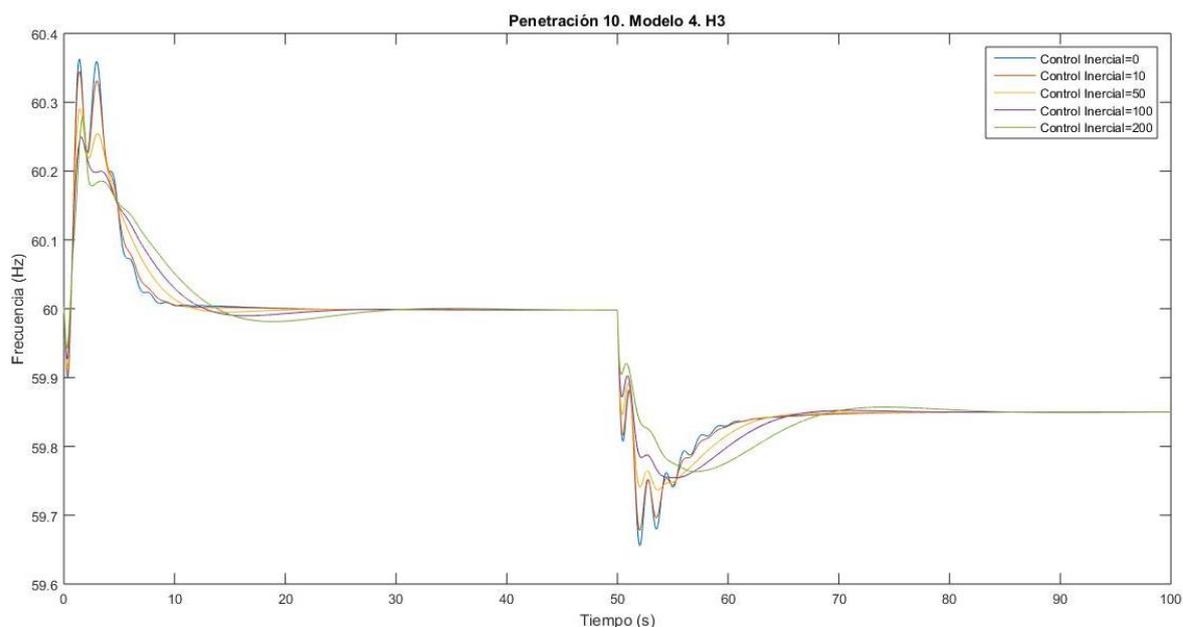


Figura 9.22. Curvas de frecuencia, configuración 4, 10% de penetración e inercia H=3

Inercia emulada	Nadir Modelo 3 (Hz)	Nadir Modelo 4 (Hz)
0	59,66	59,66
10	59,68	59,68
50	59,74	59,74
100	59,76	59,75
200	59,78	59,76

Tabla 9.15. Comparativa de los valores de nadir entre el modelo 3 y 4

Como en comparativas anteriores, los resultados no coinciden del todo. Hará falta hacer un estudio con aerogeneradores más grandes y un nivel más alto de penetración de forma que se vea el efecto real de los distintos cableados.

Además de todos los aspectos que se han considerado en el resto de configuraciones, se añadirá un fenómeno que sucede en la realidad pero que hasta el momento no se había considerado. En los parques eólicos a medida que el viento va avanzando a través de los aerogeneradores, la velocidad de éste disminuye, de forma que no en todos tienen la misma.

Para modelizar este factor se reducirá la velocidad de los grupos de aerogeneradores que se encuentran más cercanos a la red eléctrica. De esta forma al primer bloque le llegará la totalidad de la velocidad (10 m/s), la del segundo bloque se verá ligeramente disminuida (9,5 m/s) y la tercera se reducirá un poco más (9 m/s).

Se ejecutará la misma simulación, pero introduciendo esta nueva variación.

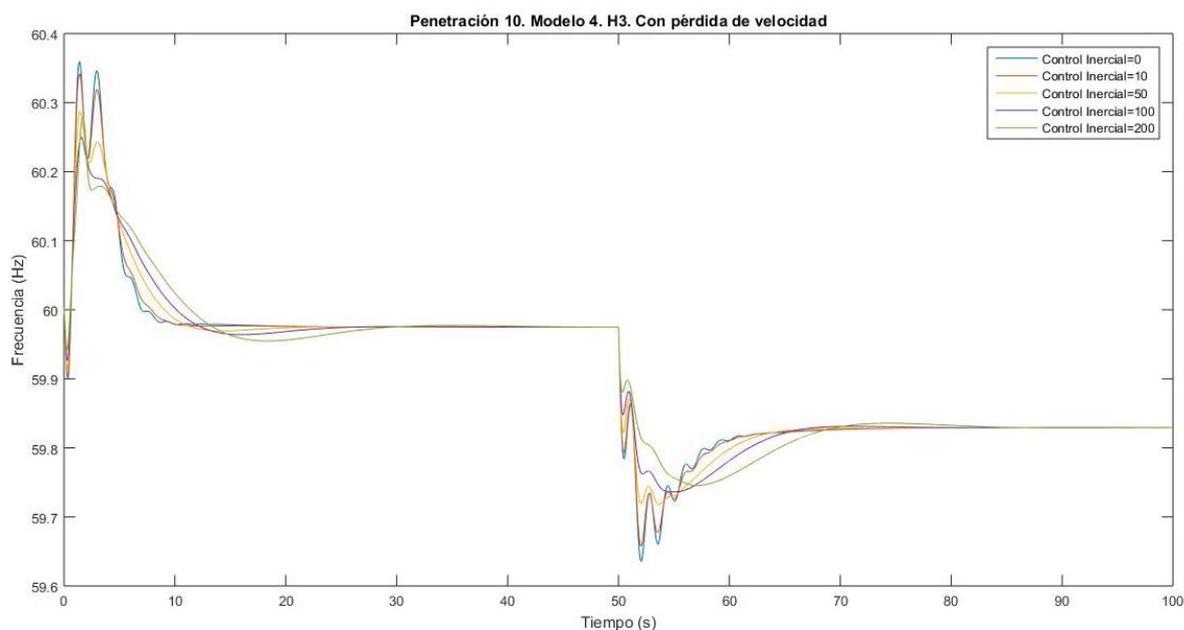


Figura 9.23. Curvas de frecuencia, configuración 4, 10% de penetración e inercia H=3, con reducción de la velocidad del viento.

Inercia emulada	Nadir (Hz)
0	59,64
10	59,66
50	59,72
100	59,74
200	59,75

Tabla 9.16. Valores de nadir para el caso de pérdida de velocidad.

Como era de esperar, una caída en la velocidad del viento ha conllevado a una disminución de la energía producida, por lo que los valores de las curvas de frecuencia han disminuido ligeramente, por lo que los valores de nadir son algo más bajos que en el caso anterior. Por lo que se refiere a la forma de las curvas no se ven afectadas por este cambio de las condiciones. También se ha de puntualizar que a medida que los niveles de control inercial son más altos, los valores de frecuencia se acercan más a las simulaciones en las que no se tienen en cuenta la disminución de la velocidad, concluyendo que la regulación inercial ayuda a reducir el efecto de pérdida de energía.

Se puede concluir que en la realidad haría falta un pequeño número más de aerogeneradores para poder mantener los niveles de generación necesarios.

Al no afectar a la forma de las curvas sino la altura de éstas se puede despreciar Este parámetro a la hora de compararlo con el resto de configuraciones. A continuación, se comprobará la validez del tercer modelo respecto al cuarto, para ello se ejecutarán las simulaciones tanto del control inercial nulo como el máximo.

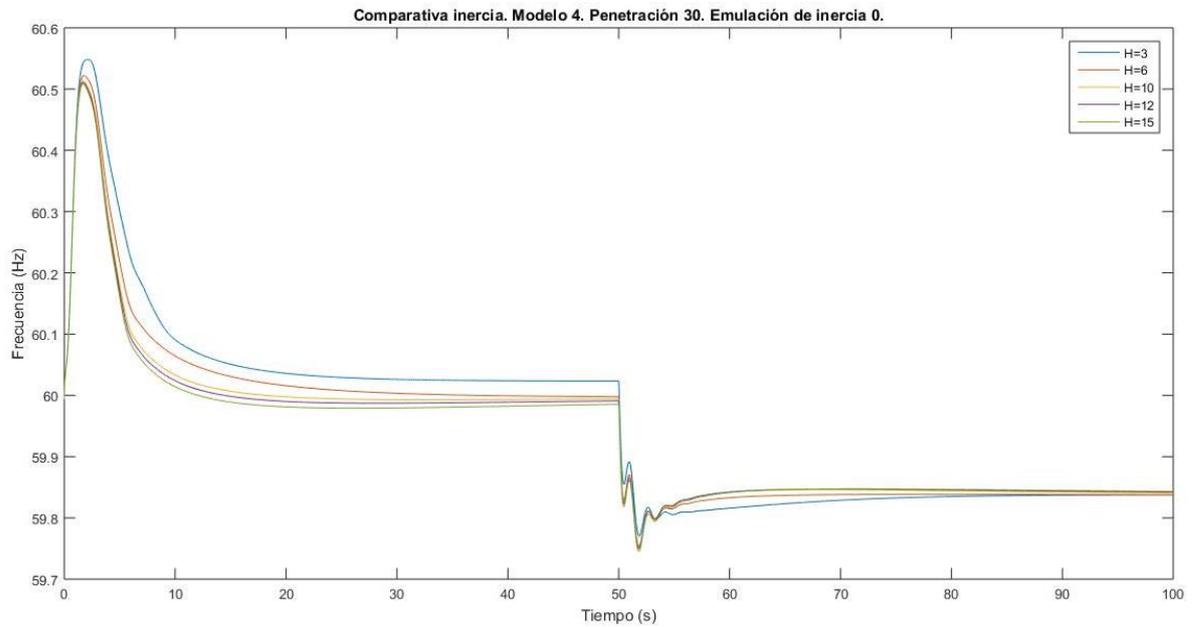


Figura 9.24. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 4, 30% penetración y control inercial 0

Inercia (H)	Tiempo en estabilizarse (s)		Tiempo en estabilizarse (s)	
	Nadir (Hz) Modelo 3	Modelo 3	Nadir (Hz) Modelo 4	Modelo 4
3	59,76	83,33	59,77	80,38
6	59,74	64,64	59,75	56,65
10	59,74	58,03	59,75	55,27
12	59,74	57,84	59,75	55,29
15	59,73	58,17	59,75	55,50

Tabla 9.17. Comparativa entre el modelo 3 y 4, 30% penetración, control inercial 0

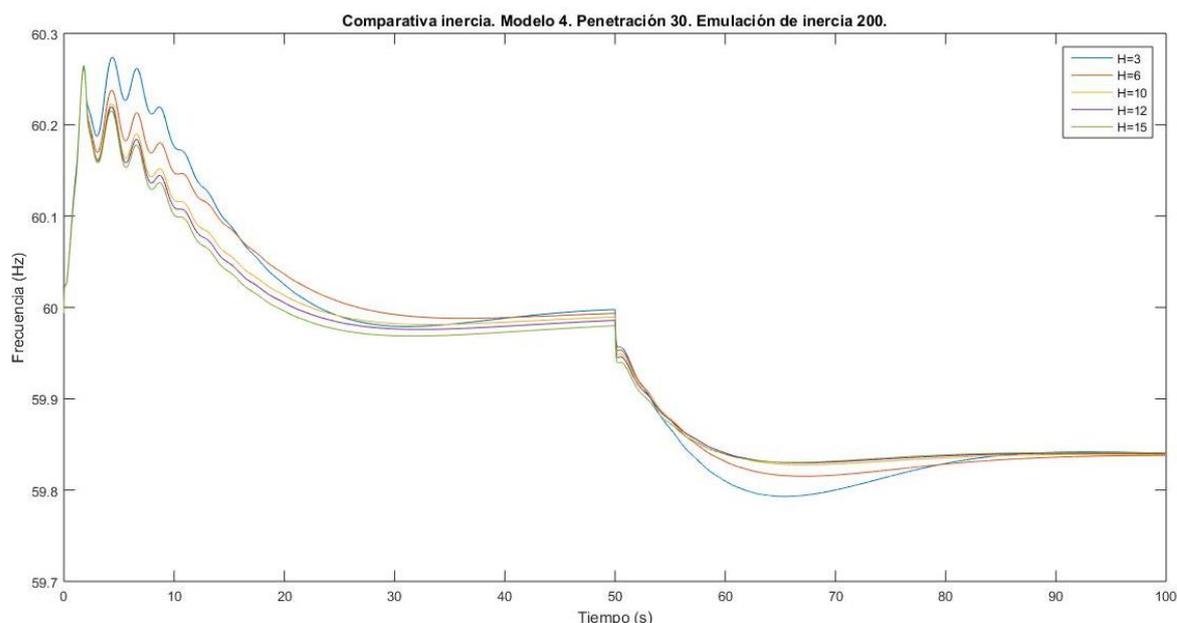


Figura 9.25. Curvas comparativas de frecuencia, configuración 4, 30% penetración y control inercial 220

Inercia (H)	Nadir (Hz)	Tiempo en estabilizarse (s)	
	Modelo 3	Modelo 3	Modelo 4
3	59,78	82,89	78,33
6	59,80	88,87	77,17
10	59,82	81,00	69,24
12	59,82	77,72	68,43
15	59,82	75,70	66,27

Tabla 9.18. Comparativa entre el modelo 3 y 4, 30% penetración, control inercial 200

Los resultados obtenidos permiten extraer algunas conclusiones. En primer lugar, las diferencias entre la configuración 3 y 4 no se pueden despreciar. De hecho, los resultados de la configuración 4 son mucho más parecidos a los de la configuración 1 que a los de la configuración 3, este hecho puede ocurrir en el caso de que se compensen las unidades generadoras y se disminuyan los efectos producidos por el cableado, de forma que el comportamiento sería más parecido al modelo dónde no se encuentra cableado.

Se puede concluir entonces que el cableado es un elemento que no se debe despreciar pero que su comportamiento variará según la distribución de las unidades generadoras en el modelo.

10. Análisis del impacto ambiental

A lo largo de todo el trabajo se ha expuesto la necesidad ambiental que hay en todo el mundo por la sustitución de las energías ambientales por las renovables y más verdes, por lo que se están desarrollando tecnologías y medidas con la finalidad de conseguir estos objetivos.

En el caso de estudio en concreto, la energía eólica, uno de los principales avances que se están haciendo es el aumentar la potencia que cada uno puede producir, lo cual pasa por aumentar su tamaño y así poder captar más energías.

Pero, además de la potencia que produzcan estos generadores eólicos es necesario que se conozca que efectos puede tener estos cambios en el diseño para la red eléctrica y que métodos se pueden emplear para mejorar el comportamiento. En esto se basa el trabajo realizado, el cuál comprobará directamente el comportamiento de los aerogeneradores a medida que aumentan su tamaño, cómo responden delante de averías o pérdidas de frecuencia en el sistema, que repercusión tiene en las pérdidas por el transporte de la energía, entre otros.

Al ser un trabajo completamente enfocado hacia el desarrollo de una de las energías renovables más importantes, el impacto ambiental del mismo es muy positivo, ya que de las conclusiones extraídas se pueden desarrollar nuevos métodos para que esta tecnología sea más competitiva con los métodos de generación convencionales.

El hecho de que la energía eólica mejore sus prestaciones querrá decir que las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirán considerablemente, permitiendo acercarse a los objetivos marcados durante el acuerdo de París, dónde el más importante marca que en el año 2100 la temperatura media del planeta no haya aumentado más de dos grados y para conseguirlo las emisiones de gases de efecto invernadero se han de reducir prácticamente por completo.

En contraposición el hecho de que la energía eólica sea cada vez más utilizada puede tener algunas consecuencias negativas por lo que se refiere al impacto medioambiental, provocando alteraciones en los ecosistemas dónde se instalen los aerogeneradores.

Como ya se ha comentado con anterioridad es necesario que los aerogeneradores estén separados entre sí, para que se pueda aprovechar mejor la velocidad del viento y que no haya grandes diferencias entre distintos aerogeneradores. Por este motivo los parques eólicos tienen

grandes dimensiones. Para que las consecuencias sean menos graves en cuanto al terreno ocupado se han de buscar zonas con poco interés de aprovechamiento, es decir, que no se busque explotarlas para actividades agrícolas o de ganadería, una buena opción es buscar zonas industriales, aunque no siempre se pueden llevar a cabo estas soluciones porque el emplazamiento de los parques siempre está sujeto al nivel de viento de la zona, los cuales suelen ser más alto en zonas vírgenes, con poca explotación industrial.

Al impacto sobre el suelo se le ha de sumar la consideración del efecto que puede tener sobre la fauna, especialmente las aves. A pesar de que se ha de tener en cuenta este aspecto no es tan crítico ya que se ha comprobado que afecta al vuelo de las aves, pero las consecuencias no son muy graves, especialmente teniendo en cuenta que la mayoría de aves no vuelan cuando el viento tiene velocidades altas y, en el momento en las velocidades bajan los aerogeneradores se detienen, por lo que el riesgo disminuye.

Todos los aspectos negativos tienen especial importancia en los parques on-shore, siendo éstos los más limitados y menos numerosos, ya que los off-shore son mucho más efectivos y pueden disponer de una potencia instalada superior. Por tanto, los puntos negativos en el ámbito medioambiental pierden importancia a la hora de hablar del crecimiento de la energía eólica en la fracción energética global.

Conclusiones

Del proyecto que se ha llevado a cabo se pueden extraer una buena cantidad de conclusiones. En primer lugar, por lo que se refiere a la validez del sistema agregado que se emplea siempre para resolver esta clase de problemas, se ha podido determinar que puede ser una aproximación válida, pero no es del todo exacta ya que si las distancias a las que se encuentran los aerogeneradores son muy grandes o la distribución del parque no está equilibrada puede provocar que la respuesta inercial del parque se vea afectada empeorando su comportamiento. Por lo que para casos generales y poco concretos puede darse por válido, pero en casos con características particulares hará falta desarrollar modelos más detallados.

Otro hecho a tener en cuenta es que no porque el sistema sea más complejo quiere decir que los resultados serán más alejados a los modelos más simples, de todas las simulaciones realizadas, las que se han llevado a cabo con las configuraciones 1 y 4 son muy similares entre sí, por el contrario, las que son más diferentes son las que se ejecutaron con la configuración 3, ya que es la que estaba más desequilibrada.

En segundo lugar, por lo que se refiere al control inercial que se ha desarrollado para mejorar la respuesta de los aerogeneradores, los resultados obtenidos demuestran que a medida que los aerogeneradores tienen un tamaño superior el comportamiento es mejor, ya que podrán recuperar con más facilidad la potencia aportada de más al inicio y no tendrán una caída tan pronunciada después, reduciendo los valores del ROCOF y dando más tiempo al resto de generadores para que participen en el trabajo de recuperación.

El nivel de penetración eólica también ha sido un parámetro que estudiar y se ha demostrado que el hecho de que haya una mayor cantidad de energía proveniente de parques eólicos ayuda a mejorar la respuesta inercial, aumentando los valores de nadir, de esta forma la cantidad de energía que se ha de aportar para recuperar la pérdida es inferior.

Finalmente, todas las simulaciones han permitido confirmar que la respuesta inercial mejora a medida que la inercia propia de las turbinas eólicas aumenta, los valores del nadir aumentan considerablemente y la respuesta al control es mucho mejor. También se ha determinado que a partir de un cierto tamaño la diferencia entre las distintas dimensiones son muy pequeñas.

Estas conclusiones son muy positivas para el futuro de la energía eólica ya que se demuestra que este tipo de generación se puede adaptar perfectamente a la red eléctrica y que hasta mejoran su comportamiento.

Presupuesto i/o Análisis económico

Al tratarse de un trabajo completamente de investigación, no hay costos asociados a la fabricación de ningún modelo, tanto de materiales o mano de obra. Los costos que si se han de valorar son los del tiempo empleado para poder llevar a cabo este proyecto y de las herramientas necesarias para ello.

En primer lugar, se han de contabilizar las horas de trabajo que han hecho falta para desarrollar todo el estudio. Estas horas se multiplicarán por el valor que tiene cada hora de trabajo para un ingeniero recién graduado, el cual será 10€. Si se tiene en cuenta que la ejecución de este trabajo ha tomado 600 horas de trabajo, fácilmente se puede saber el costo de personal.

El costo de personal no es el único que se ha de considerar, sino que también han hecho falta algunos elementos para poder llevar a cabo el estudio requerido. Ha sido necesario un ordenador con la suficiente capacidad, memoria y velocidad para que el programa empleado, Simulink (que se encuentra dentro de Matlab), pudiese funcionar de forma adecuada y que las simulaciones se pudiesen ejecutar sin problemas. Así que dentro del coste de materiales se considerará el portátil y el costo de la licencia del programa.

$$\begin{aligned} \text{Costo material} &= \text{Costo ordenador} + \text{costo licencia Matlab} = 623,20\text{€} + 69 \text{€} = \\ &= 692,2 \text{€} \end{aligned}$$

Así pues, teniendo en cuenta todos los gastos que ha conllevado el proyecto se puede determinar un costo final.

$$\text{Costo total} = \text{Costo de personal} + \text{Costo de material} = 6000\text{€} + 692,2 \text{€} = 6692,2 \text{€}$$

Como se ha mencionado anteriormente, al tratarse de un proyecto completamente de investigación, el mayor porcentaje del coste total es el costo de personal, causado por la gran cantidad de tiempo invertido y al poco material necesario para desarrollar la investigación.

Bibliografía

12.2, P.O. 2008. *Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad.* 2008.

7.4, P.O. 2000. *Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.* 2000.

Barahona Garzón, Braulio, y otros. 2013. *Assessment of the impact of frequency support on DFIG wind turbine loads.* Lyngby : DTU, 2013.

E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh y S. Santoso. 2012. *Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants.* Denver : National Renewable Energy Laboratory, 2012. NREL/CP-5500-55335.

ESPC. 2011. *Synthetic Inertia.* 2011.

N. Miller, K. Clark y M. Shao. 2010. *Impact of Frequency Responsive Wind Plant on Grid Performance.* s.l. : GE Energy, 2010.

Xue Yingcheng, Tai Nengling. *System frequency regulation investigation in doubly fed induction generator (DFIG).* Shanghai : Shanghai Jiaotong University.

Yadav, Venkatesh. 2015. *Inertial Response for Wind Turbines.* s.l. : Math Works, 2015.