

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS
UNIVERSIDAD DE SEVILLA

MODELADO, CONTROL Y SIMULACIÓN DE PARQUES EÓLICOS PARA CONTRIBUIR A LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

PROYECTO FIN DE CARRERA

JOSÉ RAMÓN GORDILLO JIMÉNEZ-CASTELLANOS

20/06/2011

TUTOR: DR. D. JUAN MANUEL MAURICIO FERRAMOLA

A mis padres y suegros, sin su ayuda en los últimos años de carrera no podría haber llegado hasta aquí. A toda mi familia. A mis amigos, especialmente a Dani con el que he compartido toda la carrera. A mi profesor y tutor en este proyecto Juan por su ayuda y amistad. A Teresa y José.

Resumen

El incremento de la participación de energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia, la tendencia actual hacia sistemas de generación distribuidos y los sistemas aislados de potencia, como solución para electrificar lugares remotos y aprovechar los recursos renovables, hacen a los grandes sistemas centralizados de generación y particularmente a los sistemas aislados de potencia menos estables y por tanto más vulnerables ante desbalances entre la potencia generada y consumida.

Este proyecto tiene como objetivo proponer posibles actuaciones para hacer a las energías renovables participantes directas en la regulación primaria de frecuencia del sistema al que estén conectadas, de forma particular la energía proveniente de la energía eólica.

Este proyecto se ha estructurado como sigue:

Para empezar, en el primer capítulo, se presentará una breve introducción a los sistemas eléctricos de potencia, las energías renovables y los sistemas aislados de potencia.

En el segundo capítulo, se introducirá la regulación primaria de frecuencia y el concepto de inercia de un sistema de potencia para posteriormente describir los modelos que se usarán en las simulaciones.

La estrategia propuesta de control y los controles para la generación eólica se describirán en el tercer capítulo.

En el capítulo cuatro se describirán distintas herramientas de simulación, sus principales características y distintas problemáticas que plantean.

En el quinto capítulo se mostrarán los resultados de las simulaciones. Primero un apartado donde se observará el comportamiento del sistema ante perturbaciones cuando no se está realizando ningún control, y posteriormente dos apartados para ver los resultados de los distintos controles propuestos.

Por ultimo, en el sexto capítulo se sacarán conclusiones de todos los temas tratados en este proyecto fin de carrera.

CONTENIDO

1. Introducción	12
1.1. Sistemas de energía eléctrica	12
1.2. Situación actual. energía renovables	15
1.3. Sistemas aislados de potencia	18
2. Modelo	22
2.1. Introducción	22
2.1.1. Regulación primaria de frecuencia	22
2.1.2. Regulación secundaria de la frecuencia.	22
2.1.3. Inercia de un sistema de potencia	23
2.2. Modelo del sistema	23
2.3. Modelo del control de velocidad y prime mover	24
2.4. Modelo del sistema de conversión de energía eólica (WECS)	26
2.4.1. Modelo de viento	27
2.4.2. Turbina eólica	27
2.4.5. Control del ángulo de pala	31
2.4.6. Estimador de máxima potencia	31
2.4.7. Modelo de Simulink del sistema de conversión de energía eólica.	32
2.5. Descripción del Sistema completo	33
3. Control	36
3.1. Introducción	36
3.1.1. Situación actual. Disminución de la inercia	36
3.2. Controles Propuestos	38
3.2.1. Introducción.	38
3.2.2. Emulación de inercia con la derivada de la frecuencia	39

3.2.3.	Aporte de potencia según la carga	40
3.2.4.	Regulación primaria transitoria	41
3.2.5.	Regulación primaria transitoria con comunicación.....	41
4.	Herramientas de simulación	44
4.1.	Introducción.....	44
4.2.	DlgSILENT PowerFactory.....	46
4.3.	PSAT	48
4.4.	Entorno Matlab. Paquete SimPowerSystems de Simulink	49
5.	Simulación	52
5.1.	Introducción.....	52
5.1.1.	Filtro paso alto.....	52
5.2.	Comportamiento del sistema ante perturbaciones en la potencia.....	53
5.3.	Resultado de los distintos controles.....	54
5.4.	Control con comunicación entre las generaciones.....	56
6.	Conclusiones.....	59
Anexo.	Programación Matlab.....	61
1.	Programa que ejecuta las simulaciones.	61
2.	Elementos utilizados de Simulink.....	65
2.1.	Elementos propios de Simulink.....	65
2.2.	Elementos propios usando simulink	67

Índice de figuras

Figura 1.1: Curva de Demanda Real (según REE).....	14
Figura 1.2: Evolución del precio anual del barril de Brent desde 1988 (Oilenergy.com).....	15
Figura 1.3: Estructura de generación en tiempo real (según REE). (2011-03-17).....	16
Figura 1.4: Potencia instalada (31-12-2009). Sistema eléctrico peninsular (según REE).....	17
Figura 1.5: Cobertura de la demanda anual (2009) de energía eléctrica (según REE).....	18
Figura 1.6: Mapa de la red eléctrica de Gran Canaria (REE).....	19
Figura 1.7: Sistema aislado de potencia.....	20
Figura 2.1: Modelo equivalente del sistema en el dominio de Laplace. [2].....	24
Figura 2.2: Modelo recomendado por IEEE para regulador de velocidad de una turbina de vapor: IEEE1 PSS/E. [2].....	24
Figura 2.3: Modelo típico de máquina primaria y regulador de velocidad de un generador diesel: DEGOV1 PSS/E. [2].....	25
Figura 2.4: Modelo típico de máquina primaria y regulador de velocidad de turbina de gas: GASTWD PSS/E. [2].....	25
Figura 2.5: Modelo simplificado equivalente del sistema de potencia para analizar comportamiento en frecuencia. [2].....	26
Figura 2.6: Esquema de una turbina conectada a red.....	27
Figura 2.7: Esquema del modelo de turbina eólica.....	28
Figura 2.8: Curvas características de potencia de la turbina (Ayuda de Matlab).....	29
Figura 2.9: Modelo de una masa giratoria.....	30
Figura 2.10: Modelo del control de ángulo de pala (Ayuda de Matlab).....	31
Figura 2.11: Curva característica de referencia de la turbina (Ayuda de Matlab).....	32
Figura 2.12: Subsistema que representa el sistema de conversión de la energía eólica.....	33
Figura 2.13: Modelo de Simulink del sistema de conversión de energía eólica.....	33
Figura 2.14: Esquema del sistema de potencia considerado.....	34
Figura 3.1: Modelo del control de emulación de inercia.....	40
Figura 3.2: Modelo del control según la carga.....	40
Figura 3.3: Modelo del control de regulación primaria.....	41
Figura 3.4: Modelo del control de regulación primaria con comunicación.....	42
Figura 4.1: Alcance de las distintas herramientas de simulación.....	45
Figura 4.2: Modelo de sistema con DigSilent Power Factory.....	47
Figura 4.3: Modelo de sistema con PSAT.....	48
Figura 4.4: Modelo de sistema con Matlab. Simulink.....	50

Figura 5.1: Modelo del filtro paso alto. Washout.....	52
Figura 5.2: Respuesta a escalón de filtro paso alto.....	53
Figura 5.3: Comportamiento del sistema ante perturbaciones.....	54
Figura 5.4: Comportamiento del sistema y los molinos ante perturbaciones.....	55
Figura 5.5: Comparación en términos de potencia aportada de los distintos controles.....	56
Figura 5.6: Comparación de control de regulación primaria con y sin comunicación.....	57

1. INTRODUCCIÓN

1.1. SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La utilización de la energía eléctrica está presente en casi todas las actividades que se desarrollan habitualmente en los países que tienen un alto desarrollo económico, previéndose para los próximos decenios un gran crecimiento del consumo eléctrico en el resto de los países del planeta. De hecho, uno de los índices económicos generalmente empleados a la hora de evaluar la situación económica de un país, es precisamente el consumo de energía eléctrica y su crecimiento anual, situándose las empresas eléctricas entre las mayores y las más importantes habitualmente.

Los Sistemas de Energía Eléctrica han sufrido una enorme evolución desde sus orígenes hasta hoy, tanto en lo que se refiere a medios de generación, transporte, distribución y utilización, como a materiales empleados, estrategias de operación, nuevas aplicaciones y fuentes de energía, principalmente. En los últimos años, la llamada crisis energética ha acelerado las iniciativas tendentes a lograr una mayor eficiencia en todos los aspectos relacionados con la energía, lo cual, unido a la creciente preocupación por el medio ambiente, ha reactivado el interés por las llamadas energías renovables.

Entre las energías renovables, la procedente del viento es hoy en día una de las que ofrece un mayor interés desde el punto de vista de los costes asociados a la instalación y explotación.

La ubicación geográfica de los centros de generación suele obedecer a razones de proximidad a fuentes primarias de energía o instalaciones receptoras (puertos marítimos, oleoductos, etc.) más que a razones de proximidad a los centros de consumo. Al objeto de minimizar las pérdidas, el transporte de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo se efectúa a través de las redes de Alta Tensión.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales, como el viento. Una de estas alternativas

tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. Esta modalidad de generación eléctrica, Generación Distribuida, es a lo que se tiende con las energías renovables.

La Generación Distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación de la misma en el sitio del consumo, para después evolucionar, debido al crecimiento demográfico, al desarrollo de economías de escala y a la demanda de bienes y servicios, hacia el esquema de Generación Centralizada. Cuando la generación eléctrica se estructuró en torno a la corriente alterna y centros de transformación, las grandes centrales podían encontrarse en lugares distantes de las zonas de consumo, aunque cerca del suministro del combustible y el agua.

A pesar de que los consumos son aleatorios, se ha comprobado que su evolución diaria a lo largo de todos los meses del año obedece aproximadamente a ciertos modelos, empleándose las Curvas de Demanda Diaria para predecir en primera instancia cuál va a ser la demanda en cada período. El número de grupos generadores que deben entrar en funcionamiento se puede programar con ciertos criterios lógicos y se hace posible la optimización de la explotación. Por otro lado, la energía eléctrica no es susceptible de ser almacenada en grandes cantidades, con lo cual hay que establecer los mecanismos adecuados para ajustar la generación a la demanda existente en cada momento. Surge así la necesidad de incluir controles automáticos que vigilen y realicen esa y otras funciones, tales como las relacionadas con los valores de las variables del sistema (tensión, frecuencia, etc.), las cuáles no pueden desviarse mucho de sus valores nominales, ya que afectaría negativamente al buen funcionamiento y a la seguridad de los receptores y de las instalaciones.

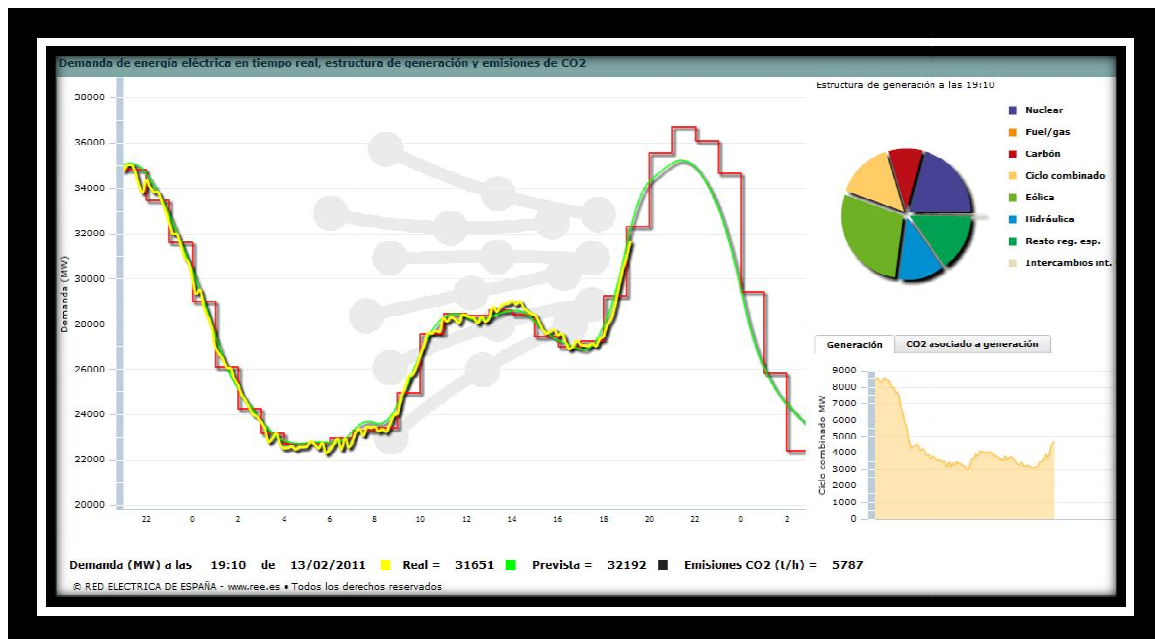


Figura 1.1: Curva de Demanda Real (según REE).

Aunque el principal objetivo de un S.E.E. (Sistema de Energía Eléctrico) es la de satisfacer la demanda, existen otros objetivos relacionados con la idea de cumplir el objetivo principal de la mejor forma posible, considerando aspectos tales como seguridad, fiabilidad, economía y estabilidad. Aparece así un conjunto de funciones a realizar, entre las que destacan:

1. Planificación de la red de transporte
2. Mantenimiento y Política de Crecimiento
3. Análisis de Seguridad del Sistema
4. Control de Frecuencia-Potencia
5. Actuación de los Sistemas de Protección

La introducción de nuevas formas de energía, como la energía eólica, ha de ser contemplada a la hora de definir y realizar las funciones anteriormente señaladas si se persigue el fin de satisfacer la demanda de la mejor forma posible.

1.2. SITUACIÓN ACTUAL. ENERGÍA RENOVABLES

Aunque las fuentes más empleadas actualmente son los combustibles fósiles, la energía hidráulica y la energía nuclear, su grado de utilización varía según los países y zonas geográficas. Las existencias de combustibles fósiles son limitadas y podrían agotarse en este siglo, mientras que la energía hidráulica reside en ubicaciones concretas y no en todas las zonas geográficas del planeta. En cuanto a la energía nuclear, su futuro parece depender del grado de desarrollo que pueda alcanzar la tecnología de fusión nuclear y, en gran medida, de la propia aceptación popular.

Como consecuencia lógica y a fin de obtener mayores garantías de aprovisionamiento, han surgido iniciativas encaminadas a obtener una mayor diversificación, en cuanto a fuentes de energía aprovechables a gran escala. Este proceso se ha visto acelerado a la vista de los problemas medioambientales que genera la utilización de combustibles fósiles, el uso de la energía de fisión nuclear y las crisis energéticas posteriores a 1973, cuando comenzó la escalada del precio del petróleo que alcanzó máximos históricos a comienzos de 2008.

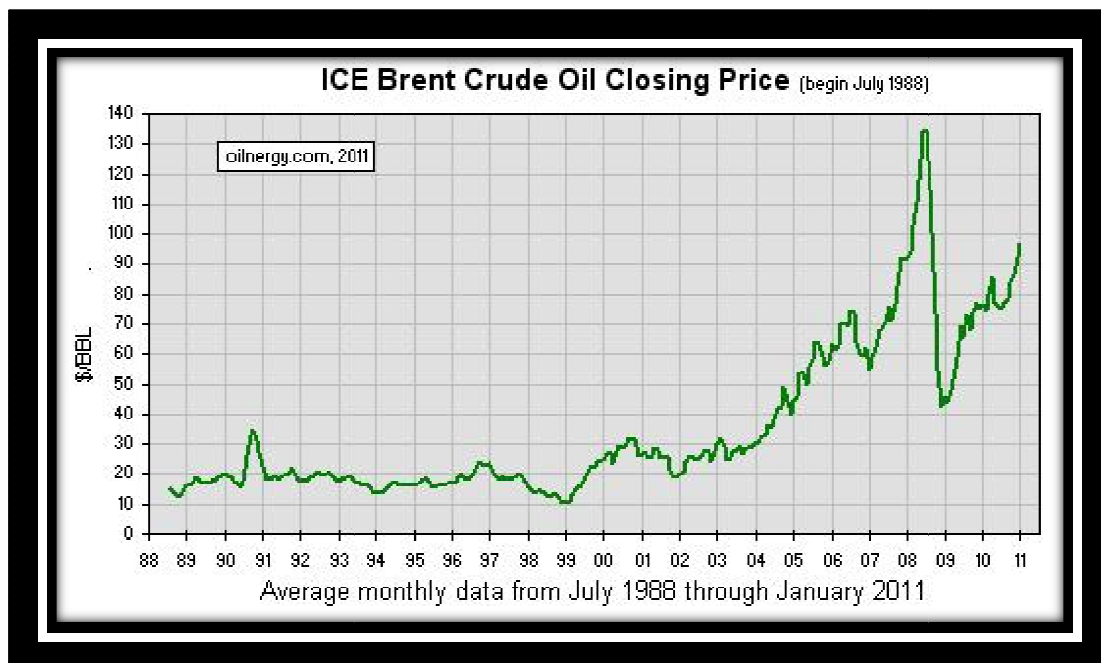


Figura 1.2: Evolución del precio anual del barril de Brent desde 1988 (Oilenergy.com).

Como se ha visto es cada vez mayor la necesidad de disminuir la dependencia del combustible fósil como alternativa energética. Para ello, países como España están instalando un gran número de parques eólicos y solares para disminuir la necesidad de importar gran parte de la energía primaria.

Existen muchas limitaciones a la hora de sustituir la generación convencional con estas nuevas fuentes energéticas. Algunas son económicas, puesto que aún no son rentables y dependen de subsidios estatales para ser viables, debiéndose aumentar los niveles de eficiencia al máximo posible. Desde el punto de vista ambiental también presentan problemas. Las extensiones de terreno necesarias para poder aportar una cantidad de energía importante hacen que se deban buscar sitios más distantes para poder disponer de la superficie necesaria. Esto da lugar a sistemas distribuidos de generación, en muchos casos constituidos por redes de interconexión débiles e incapaces de soportar las potencias de generación deseadas. Otras limitaciones son técnicas, pues existen diversos factores que deben ser considerados a la hora de aumentar la relación de energía aportada por este tipo de fuentes y la aportada por la generación convencional. Como se verá más adelante la alta participación de la generación no convencional disminuye la inercia del sistema haciéndolo menos estable. Por lo general, se trata de una generación donde no se puede controlar la fuente de energía primaria. Por ejemplo, en el caso de los aerogeneradores, no se puede controlar el viento. Además, se trata de fuentes relativamente poco conocidas si se las compara con los generadores síncronos asociados a máquinas térmicas o hidráulicas.

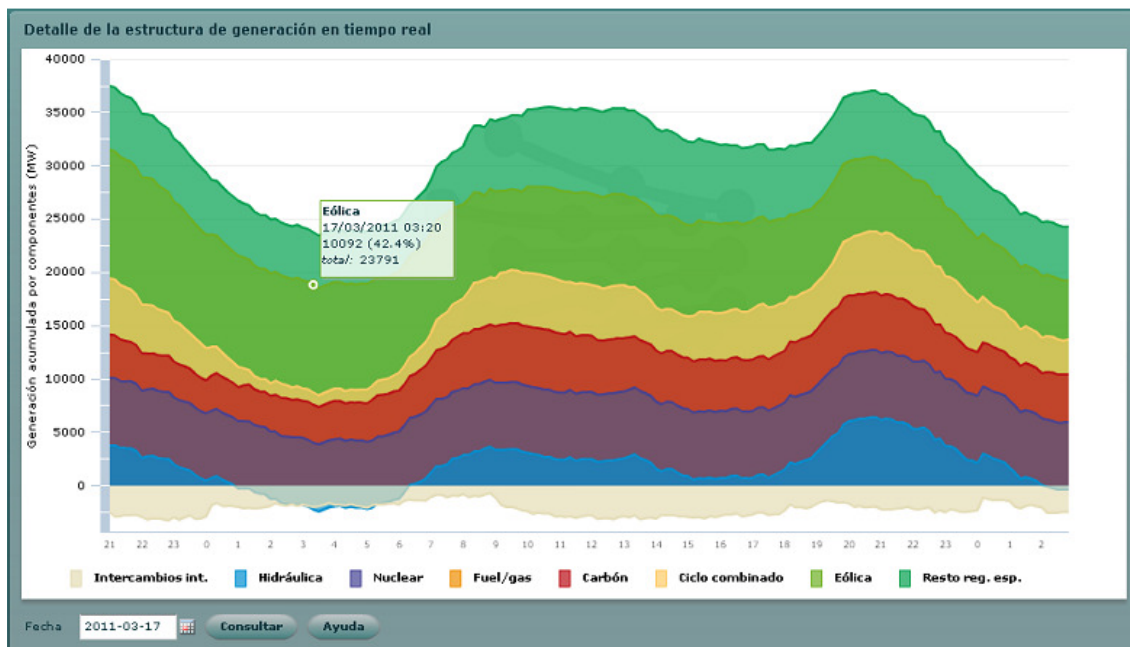


Figura 1.3: Estructura de generación en tiempo real (según REE). (2011-03-17)

El aumento de la generación eólica en España ha sido espectacular en estos últimos años. En la figura 1.3 se puede observar la estructura de generación en tiempo real según Red Eléctrica Española para el día 17 de Marzo de 2011, donde se aprecia

que la aportación de la energía eólica es muy elevada, llegando en algunos periodos del día a suponer más de un 40 % de la energía total producida.

En la Figura 1.4 se puede observar una grafica con las potencias instaladas, para cada tipo de fuente primaria, según Red Eléctrica Española a finales del año 2009. Como puede apreciarse, la energía eólica ya ha superado a la energía nuclear y a las instalaciones a base de carbón en capacidad instalada y supone un 20 % de la potencia instalada total.

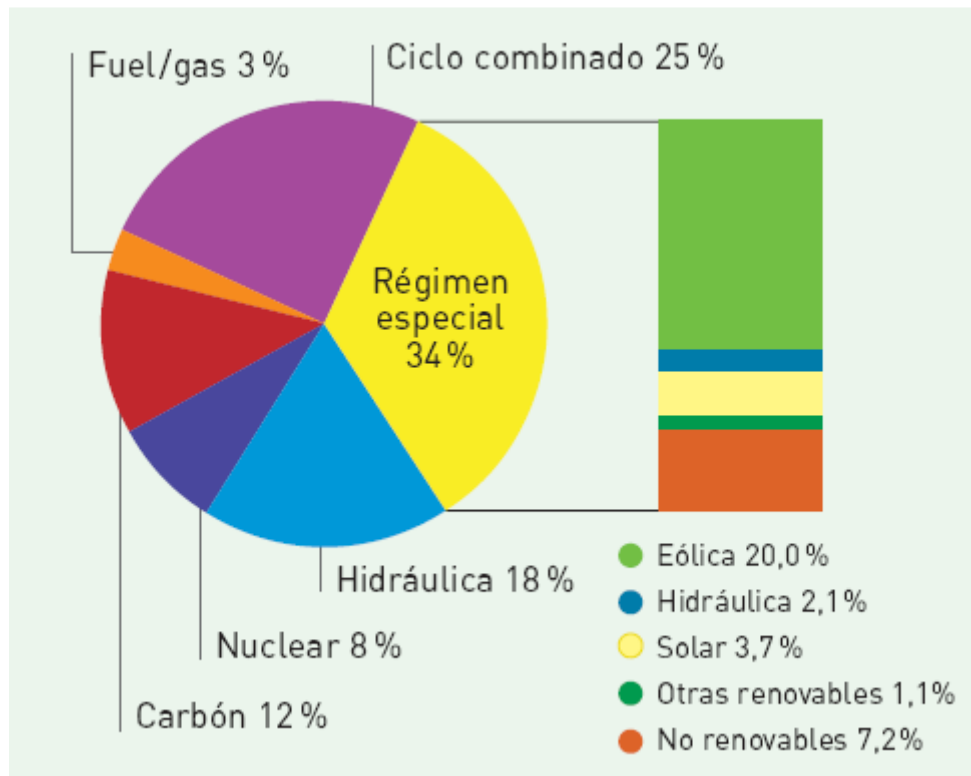


Figura 1.4: Potencia instalada (31-12-2009).Sistema eléctrico peninsular (según REE).

En la Figura 1.5 se presenta la participación de cada tipo de generación en la cobertura de la demanda para el año 2009. En este caso se puede apreciar que la eólica ya ha superado a la generación hidráulica y carbón suponiendo un 13,8 % de la cobertura de la demanda. Esto tiene un importante impacto en los objetivos planteados para la reducción de emisiones de CO₂ y para lograr una mayor autonomía energética.

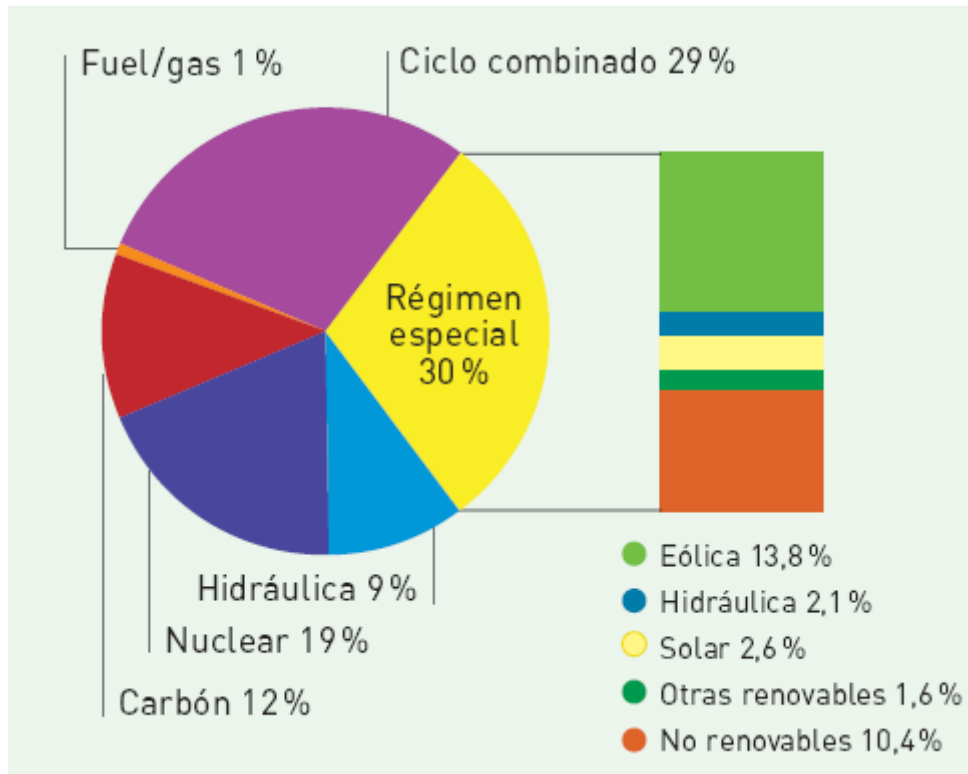


Figura1.5: Cobertura de la demanda anual (2009) de energía eléctrica (según REE).

1.3. SISTEMAS AISLADOS DE POTENCIA

El modelo de sistema que se considerará en este proyecto es un pequeño sistema aislado de potencia. Por lo tanto se hará una breve introducción a este tipo de sistemas eléctricos.

Como ya se dijo en el apartado anterior se ha tendido hacia sistemas centralizados de energía eléctrica. Esto quiere decir grandes centros de generación y una gran red de interconexión para el transporte de la energía producida hasta los centros de consumo. Así se puede hablar por ejemplo de una Red Eléctrica Europea donde las redes eléctricas nacionales se encuentran interconectadas entre sí creando una gran red.

Sin embargo también existen sistemas pequeños de potencia que operan de manera aislada. Este tipo de sistemas se han dado típicamente en islas como por ejemplo el Sistema Eléctrico Canario. En la figura 1.6 se puede ver un mapa de Gran Canaria y su sistema eléctrico.

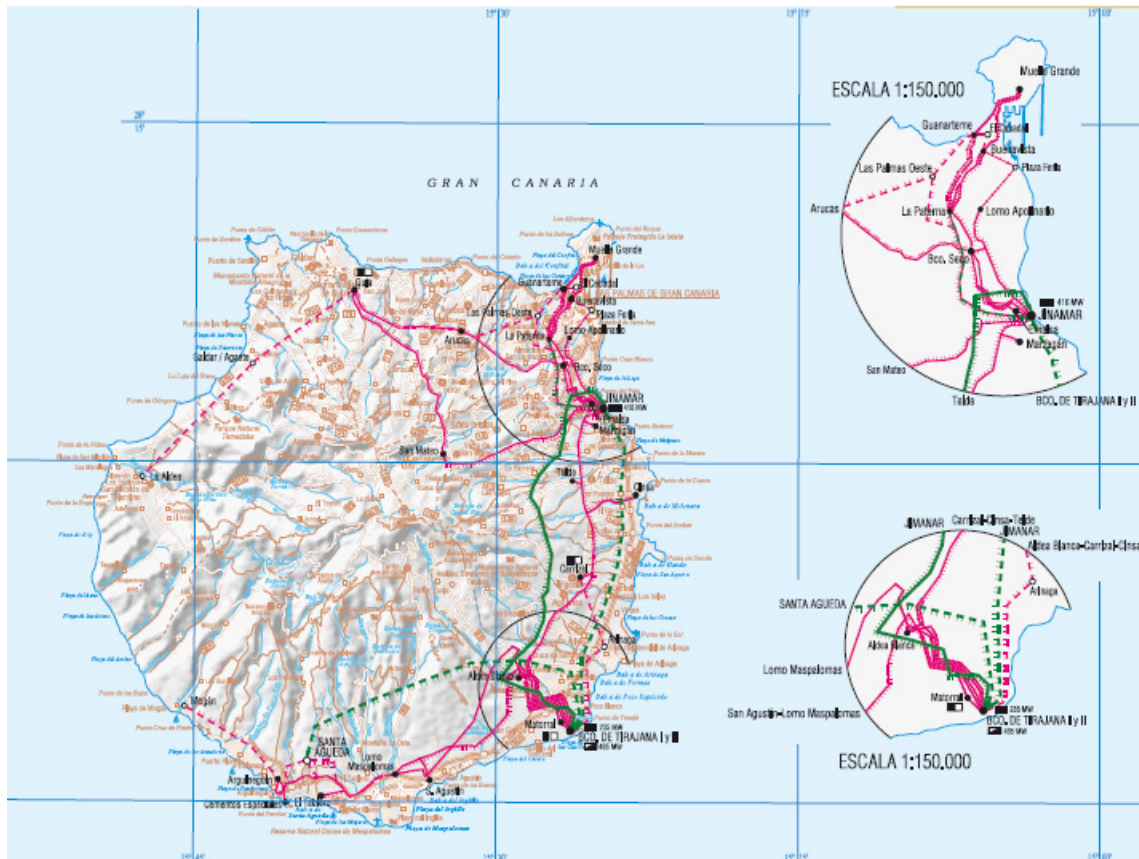


Figura 1.6: Mapa de la red eléctrica de Gran Canaria (REE).

Actualmente se están proponiendo este tipo de sistemas para electrificar lugares remotos alejados de cualquier gran red eléctrica. Por ejemplo aldeas aisladas, plataformas de extracción de petróleo en el mar, etc.

Este es un tema que está de actualidad, prueba de ello, la cantidad de publicaciones recientes relativas a estos sistemas aislados de potencia [2][6][7][10][12].

Como se vió anteriormente la estabilidad de los grandes sistemas de potencia está en peligro debido al incremento de la explotación de las energías renovables. En el caso de este tipo de sistemas, basados en generación no convencional, sin apoyo de una red eléctrica robusta el problema es mayor.

En la figura 1.7 se puede apreciar un ejemplo de este tipo de sistema. Estos sistemas tienen típicamente alta participación de generación no convencional y con un aporte de generación convencional.

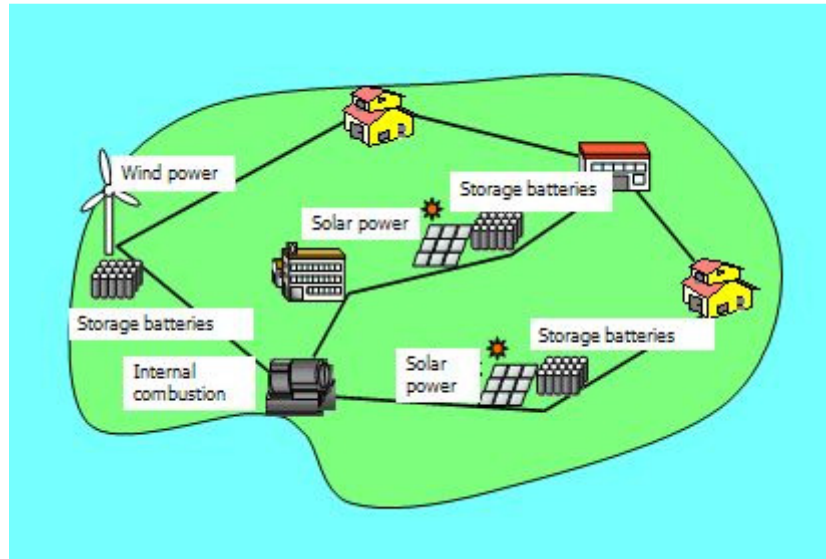


Figura 1.7: Sistema aislado de potencia.

2. MODELO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen los modelos utilizados posteriormente en las simulaciones, el modelo del sistema, de la generación convencional y de la generación no convencional, en particular la eólica.

A continuación se hace una breve introducción al problema de la regulación clásica y al concepto de inercia del sistema de potencia para comprender mejor los modelos escogidos.

2.1.1. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

En un sistema de potencia se debe mantener el balance de potencia generada y consumida. De no ser así, por ejemplo, si se tiene más generación que consumo, las máquinas generadoras convertirán el exceso de potencia en energía cinética acelerándose y disminuyendo su velocidad en el caso contrario.

Estas variaciones están directamente ligadas con la frecuencia del sistema considerado. Para evitar desequilibrios, teniendo en cuenta la relación con la frecuencia, lo que se utiliza normalmente es una realimentación de esta para variar las potencias mecánicas de los generadores. Esta realimentación es del tipo proporcional, por lo que la potencia de cada máquina será proporcional a la frecuencia.

La ganancia de este regulador se conoce como estatismo y se suele representar como $1/R$, este no es el mismo para todas las máquinas del sistema, así los generadores con mayor estatismo responderán con mayor porcentaje de su potencia nominal.

2.1.2. REGULACIÓN SECUNDARIA DE LA FRECUENCIA.

Como es sabido, un regulador proporcional tiene un error en estado estacionario, puesto que necesita de este error para hacer funcionar el sistema que controla. Para eliminar este error lo que se realiza es una regulación secundaria

consistente, normalmente, en agregar un término integral en el error de la frecuencia y realimentar este término sumado al valor dado por el lazo de regulación primaria.

En este proyecto no se considera esta regulación ya que lo que interesa es mostrar la posible aportación de la generación no convencional a la regulación primaria. Por lo tanto la regulación secundaria no se verá reflejada en los modelos usados y en el estado estacionario de las simulaciones que se realizarán aparecerá un error en frecuencia debido al estatismo de los reguladores primarios como ya se dijo anteriormente.

2.1.3. INERCIA DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Como se dijo, el balance de potencia debe mantenerse. Sin embargo, las cargas no son perfectamente previsibles y los generadores deben ser lo suficientemente rápidos como para variar sus potencias ante variaciones en el consumo. En el caso de los generadores convencionales la velocidad de respuesta en sus potencias generadas no es instantánea, incluso son bastante lenta. Aquí es donde las inercias de las máquinas generadoras tienen un papel muy importante. Como se sabe, la inercia es la resistencia que opone un sistema físico a los cambios. De esta manera, en un sistema de potencia, ante un desequilibrio, la inercia del mismo será mayor cuanto más difícil sea la variación de su velocidad, o frecuencia que está íntimamente ligada. Es decir, cuanto mayores sean las masas giratorias, mayor inercia y menores variaciones habrá en frecuencia ante desequilibrios entre potencia consumida y generada.

2.2. MODELO DEL SISTEMA

Típicamente para representar las variaciones de frecuencia en sistemas de potencia se usa el modelo que se muestra en la figura 2.1, es un modelo incremental en por unidad. El governor i representa el modelo del control de velocidad y máquina primaria de la unidad de generación i .

En este modelo y en consecuencia en todos los modelos simplificados derivados de este se asumen las siguientes simplificaciones:

1. El valor de la frecuencia se considera uniforme en todo el sistema, por lo tanto las oscilaciones entre máquinas se desprecian.
2. Las inercias de las diferentes unidades de generación se unen en una inercia equivalente H_e , teniendo en cuenta la potencia nominal de cada máquina.

- Se considera un factor de amortiguamiento global D .

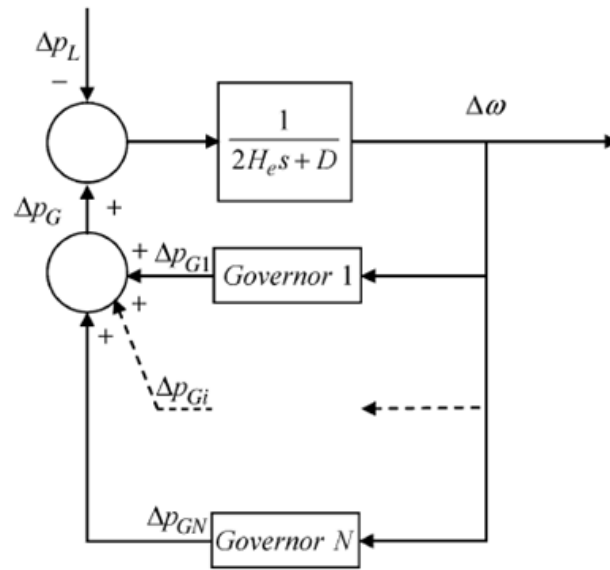


Figura 2.1: Modelo equivalente del sistema en el dominio de Laplace. [2].

2.3. MODELO DEL CONTROL DE VELOCIDAD Y PRIME MOVER

Para modelar el comportamiento de los distintos tipos de tecnologías de generación se han usado típicamente modelos dinámicos como los que se muestran en las siguientes figuras.

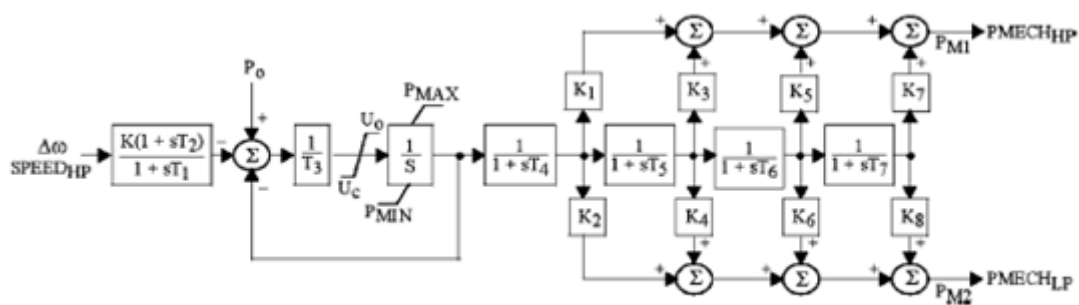


Figura 2.2: Modelo recomendado por IEEE para regulador de velocidad de una turbina de vapor: IEEE G1 PSS/E. [2].

Figura 2.3: Modelo típico de máquina primaria y regulador de velocidad de un generador diesel: DEGOV1 PSS/E. [2].

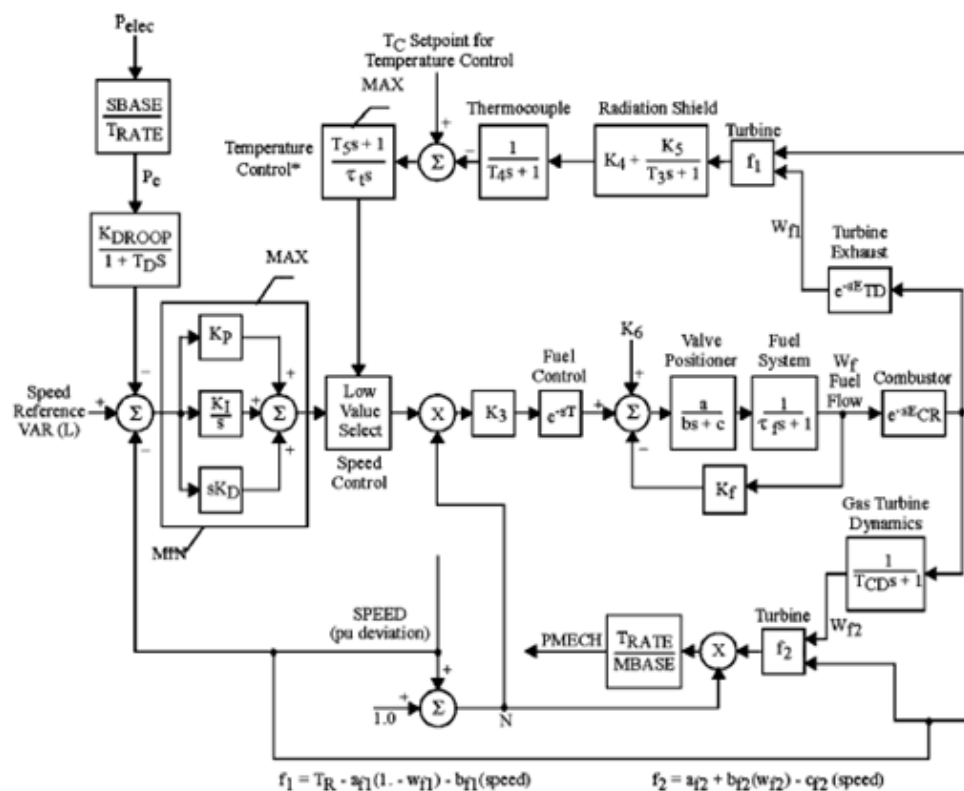


Figura 2.4: Modelo típico de máquina primaria y regulador de velocidad de turbina de gas: GASTWD PSS/E. [2].

Como se ha mostrado, los modelos dinámicos para representar el comportamiento del control de velocidad y máquina primaria de los generadores son bastante complejos, lo que dificultaría llevar a cabo los cálculos del comportamiento del sistema en frecuencia.

Tomaremos un modelo equivalente simplificado usando un modelo de primer orden a corto plazo para los reguladores de velocidad como el que se muestra en la figura 2.5. Donde k modela la inversa del estatismo permanente y la constante de tiempo T modela la respuesta en velocidad.

supercondensadores se podría considerar también una inercia eléctrica. El almacenamiento eléctrico podría suponer importantes mejoras en cuanto a la aportación de los aerogeneradores al sistema.

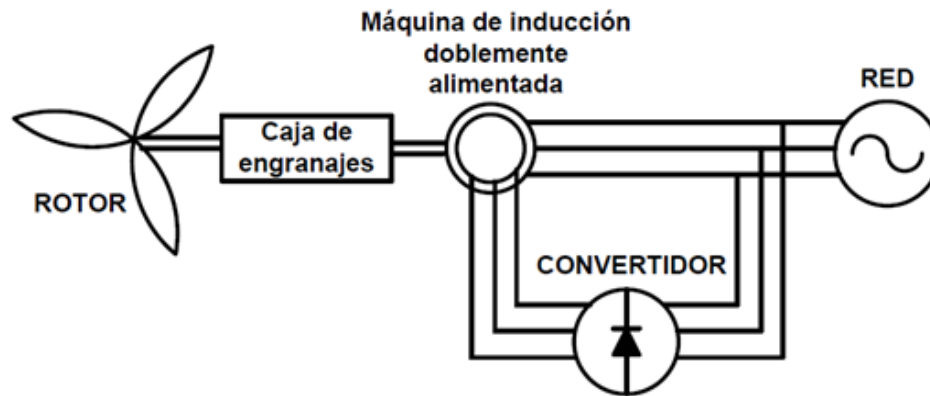


Figura 2.6: Esquema de una turbina conectada a red.

2.4.1. MODELO DE VIENTO

En la literatura podemos encontrar modelos complejos de viento. En estos modelos el viento varía siguiendo distribuciones definidas o simulan ráfagas, turbulencias, etc. En nuestro caso de estudio el objetivo no es ver cómo reaccionan las turbinas ante variaciones en el viento por lo que se considera un perfil de viento plano constante de valor nominal del aerogenerador considerado.

2.4.2. TURBINA EÓLICA

El modelo de la turbina se divide en dos partes, la primera es el modelo estático donde se calcula la potencia de salida de la turbina en un momento dado y la segunda es el modelo de la dinámica del sistema donde se incluye la inercia de la turbina y del generador.

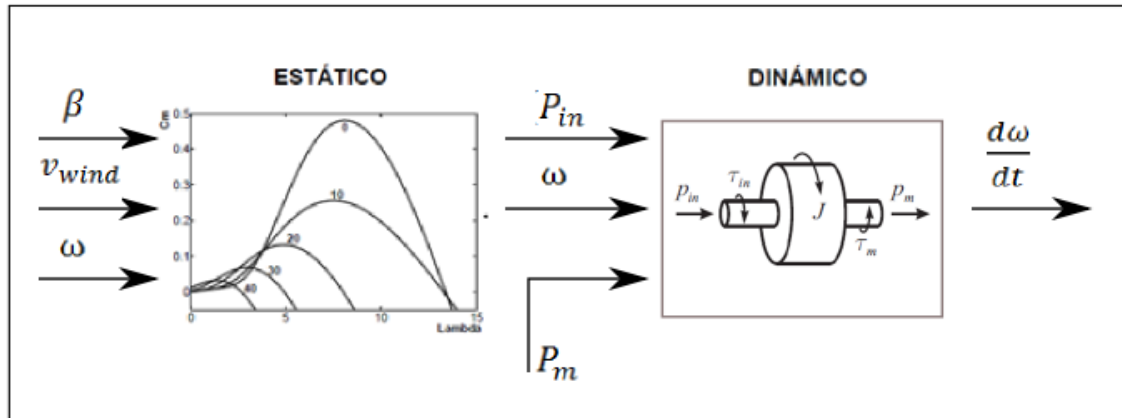


Figura 2.7: Esquema del modelo de turbina eólica.

2.4.3. MODELO ESTÁTICO

El modelo se basa en las características de potencia en estado estacionario de la turbina. Las entradas para este modelo son la velocidad angular del eje, el ángulo de pala y la velocidad del viento. La salida es el par generado.

La potencia de salida de la turbina viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_{wind}^3, \quad (2.1)$$

donde

P_m : Potencia mecánica de salida (W).

c_p : Coeficiente de rendimiento.

ρ : Densidad del aire (Kg/m^3).

A : Área de barrido (m^2).

v_{wind} : Velocidad del viento.

λ : Relación entre la velocidad en punta de la pala y la velocidad del viento.

β : Ángulo de inclinación de las palas (grados).

La figura 2.8 muestra las curvas de potencia de la turbina para un ángulo de pala de cero grados.

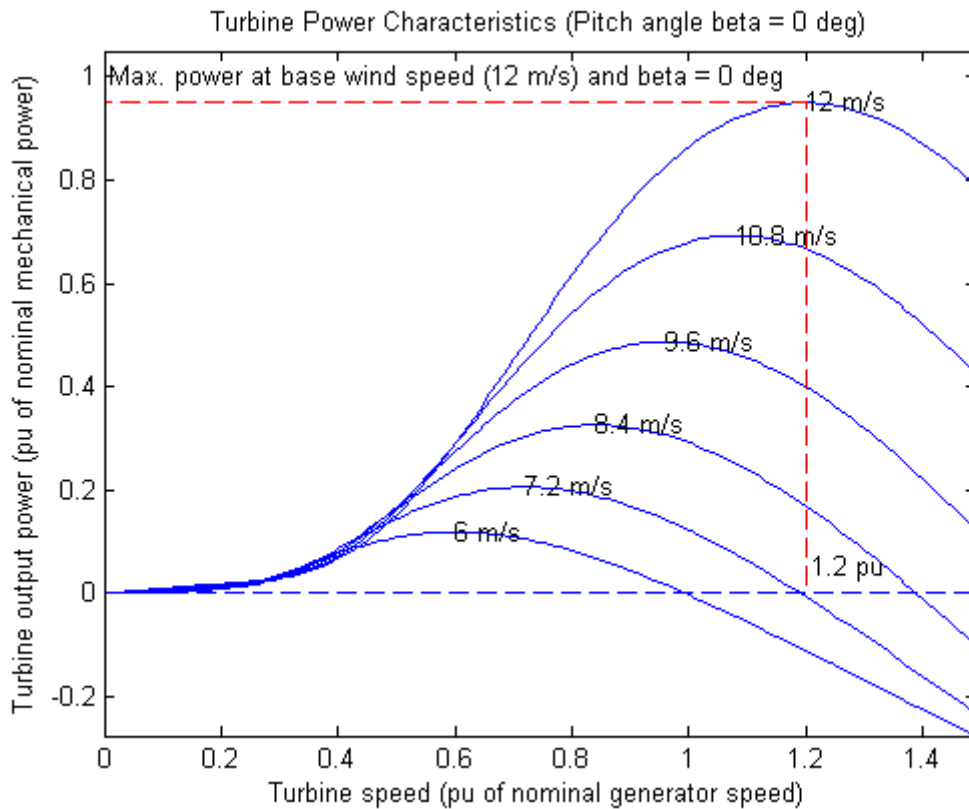


Figura 2.8: Curvas características de potencia de la turbina (Ayuda de Matlab).

2.4.4. MODELO DINÁMICO

Este modelo tiene como entradas la potencia extraída del viento obtenida del modelo estático, la potencia de salida y la velocidad angular del eje. Como salida tiene la variación de la velocidad angular respecto al tiempo.

El modelo consiste en el comportamiento de una masa giratoria como la de la figura, esta es capaz de almacenar energía en forma de energía cinética que viene dada por la siguiente expresión:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2, \quad (2.2)$$

donde

E_k : energía cinética (J).

ω : velocidad angular (rad/s).

J : inercia ($Kg * m^2$).

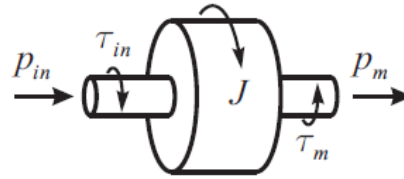


Figura 2.9: Modelo de una masa giratoria.

La velocidad ω vendrá dada por la segunda Ley de Newton cuya ecuación diferencial se puede escribir como sigue:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \tau_{in} - \tau_{out}, \quad (2.3)$$

donde

τ_{in} : par de entrada (Nm).

τ_{out} : par mecánico de salida (Nm).

Del producto de la velocidad angular por el par resulta la potencia, $P = \omega * \tau$. Por lo tanto podemos escribir la ecuación anterior como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J\omega} (P_{in} - P_m), \quad (2.4)$$

Donde P_{in} y P_m son las potencias mecánicas aplicadas.

Es muy común en sistemas de potencia utilizar un parámetro denominado H para definir la inercia del sistema, este viene dado por la relación entre la energía cinética almacenada por el mismo y su potencia nominal, siendo su unidad el segundo.

Dada la velocidad nominal de giro y la potencia nominal se puede determinar H como:

$$H = \frac{J\omega_0^2}{2S_n}, \quad (2.5)$$

donde

H : constante de inercia (s).

ω_0 : velocidad nominal (rad/s).

S_n : potencia nominal o base (W).

De esta manera se puede reescribir la variación de la velocidad respecto al tiempo en función de la constante de inercia como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0^2}{2HS_n\omega} (P_{in} - P_m), \quad (2.6)$$

2.4.5. CONTROL DEL ÁNGULO DE PALA

Este método de control consiste en variar el ángulo de incidencia de las palas con respecto al viento.

El ángulo de las palas es cero para valores de velocidad inferiores a la nominal ya que es el ángulo de mayor aprovechamiento de la potencia del viento. Cuando la velocidad es superior a la velocidad nominal el control de ángulo de pala actúa variando proporcionalmente con la diferencia de velocidad respecto a la nominal, el ángulo con limitación en la velocidad de giro de la pala así como con un ángulo máximo de giro. El control se modela como se muestra en la siguiente figura:

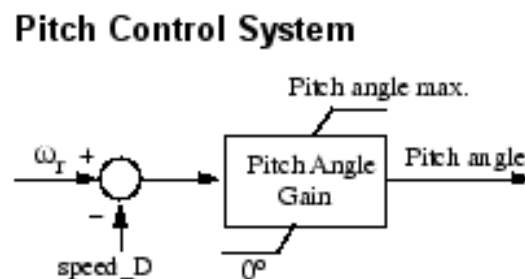


Figura 2.10: Modelo del control de ángulo de pala (Ayuda de Matlab).

2.4.6. ESTIMADOR DE MÁXIMA POTENCIA

Es el control encargado de definir la velocidad de giro óptima, en una determinada situación, de tal forma que la potencia obtenida sea máxima. Esto se consigue definiendo una característica de referencia, como la que se muestra en la figura, tal que el sistema converja al punto de funcionamiento de máxima potencia en función del valor de la velocidad del viento.

Con esta curva característica también se fijan los límites de funcionamiento de la turbina, se define un límite inferior a partir del cual la turbina comienza a generar

potencia así como un límite superior, para velocidades superiores a la nominal, como límite de máxima potencia, evitando así que la turbina produzca potencias superiores a la nominal.

En la figura 2.11 se muestra un ejemplo de este tipo de control donde se pueden observar las características tanto de la turbina para diferentes velocidades del viento como la curva que se define como referencia de potencia generada.

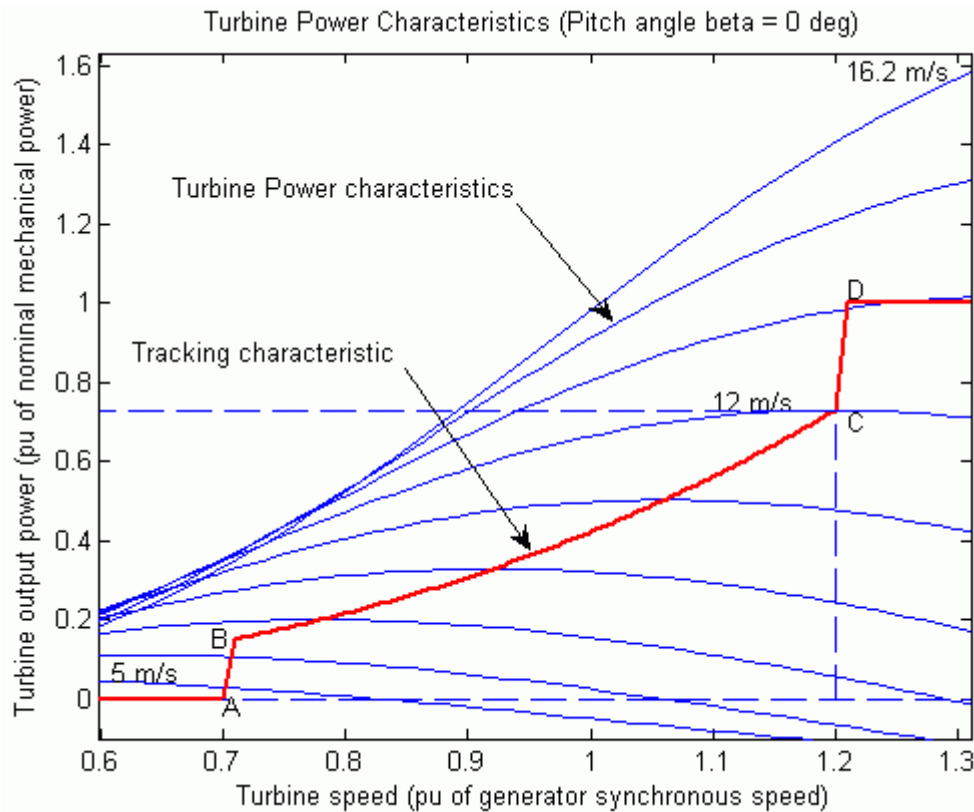


Figura 2.11: Curva característica de referencia de la turbina (Ayuda de Matlab).

2.4.7. MODELO DE SIMULINK DEL SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.

En este apartado se muestra como se han incluido todos los modelos anteriormente descritos que conforman el sistema de conversión de energía eólica (SV-WECS) en un subsistema de Simulink.

Este subsistema con sus entradas y salidas se muestra en la figura 2.12.y se detalla situando cada elemento del sistema en la figura 2.13 donde donde se pueden diferenciar claramente todos los elementos que forman el modelo completo y las relaciones entre los distintos elementos.

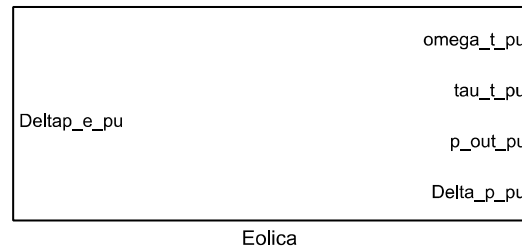


Figura 2.12: Subsistema que representa el sistema de conversión de la energía eólica.

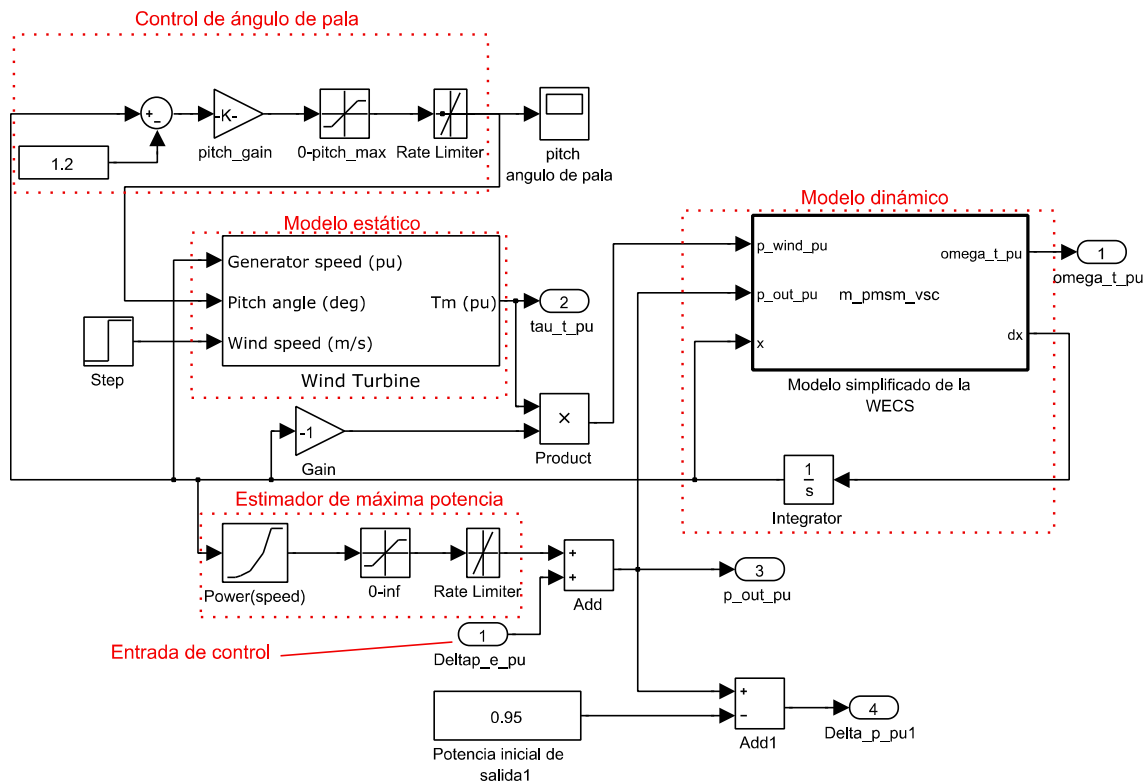


Figura 2.13: Modelo de Simulink del sistema de conversión de energía eólica.

2.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA COMPLETO

El sistema modelado es un pequeño sistema de potencia aislado (micro red), como el que se muestra en la figura 2.14. Este sistema consta de tres generadores convencionales diesel de características similares, sumando una potencia total de 17,1 MVA. A este sistema se conecta la generación no convencional, esta consiste en un parque eólico de cinco generadores de 2 MVA sumando un total de 10 MVA.

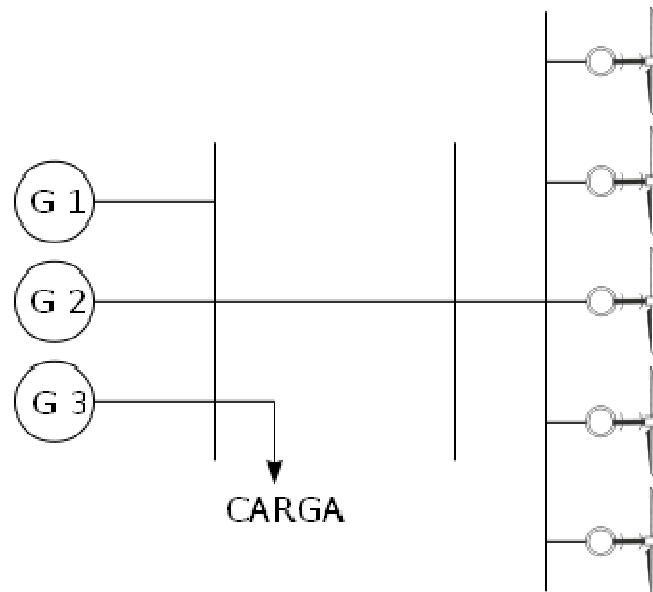


Figura 2.14: Esquema del sistema de potencia considerado.

Tomamos una potencia base de 15 MVA en relación al consumo nominal del sistema, por lo que la generación supone dos tercios de la potencia base del sistema. A continuación se presentan los datos más relevantes de los generadores diesel expresados en la base del sistema.

Tabla 2.1: Datos de los generadores diesel.

	K	T(s)	H(s)	S(MVA)
Generador 1	5.58	4.9	1.75	5.4
Generador 2	5.54	5.4	1.75	5.4
Generador 3	5.94	5.0	1.73	6.3

3. CONTROL

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestra la situación actual del problema de la regulación de frecuencia en sistemas aislados con alta participación de generación no convencional, particularmente la eólica. Se demuestra como esta generación no convencional tiende a disminuir la inercia del sistema, haciéndolo más vulnerable a perturbaciones y se proponen distintos controles para las VS-WECS con el fin de que contribuyan a la regulación de frecuencia del sistema.

3.1.1. SITUACIÓN ACTUAL. DISMINUCIÓN DE LA INERCIA.

La generación convencional está basada en máquinas síncronas. Por ser síncronas, estas máquinas varían su velocidad de rotación con la del sistema al cual están conectadas. Se puede decir que la máquina síncrona es una masa girando a la velocidad del sistema. Si la frecuencia del sistema cae, la velocidad de giro de la máquina cae en la misma proporción, esto es válido cuando haya pasado un cierto tiempo para que las oscilaciones de más alta frecuencia se hayan disipado y todas las máquinas giren a la misma velocidad. De este modo, ante un desequilibrio de potencias la frecuencia variará y por lo tanto variarán las velocidades de todas las máquinas síncronas que componen el sistema de potencia. Por lo tanto se puede aplicar el modelo de masa giratoria considerado en el apartado 2.4.4 que se reescribe como:

$$\frac{d\omega_s}{dt} = \frac{\omega_0^2}{2HS_n\omega_s} (p_{ins} - p_{outs}), \quad (4.1)$$

cuya energía cinética viene dada por la siguiente expresión:

$$E_k = \frac{HS_n}{\omega_0^2} \omega^2, \quad (4.2)$$

con

$$\omega_s = 2\pi f. \quad (4.3)$$

Si la potencia aportada a la máquina síncrona p_{ins} es constante, la potencia de salida p_{outs} será esta potencia más la variación de la energía cinética de la máquina,

$$p_{outs} = p_{ins} + \frac{dE_{ks}}{dt}, \quad (4.4)$$

donde la derivada de la energía cinética se expresa como:

$$\frac{dE_k}{dt} = \frac{2HS_n}{\omega_0^2} \omega \frac{d\omega}{dt}. \quad (4.5)$$

Se puede simplificar esta expresión si se considera que la variación de frecuencia es baja y se aproxima $\omega \approx \omega_0$, quedando:

$$\frac{dE_k}{dt} \approx \frac{2HS_n}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt}. \quad (4.6)$$

Finalmente, teniendo en cuenta (4.3) se tiene que:

$$p_{outs} = p_{ins} - \frac{2HS_n}{\omega_0} \frac{df}{dt}, \quad (4.7)$$

Se puede concluir que ante una variación en la frecuencia del sistema las máquinas síncronas aportan una potencia proporcional a la derivada de la frecuencia respecto al tiempo. Esta variación depende de la inercia de la máquina, de donde se deduce a mayor inercia de ésta mayor será el aporte de esta para resistir el cambio en la frecuencia.

Los sistemas de potencia aislados son particularmente vulnerables ante desequilibrios entre la potencia producida y consumida produciéndose grandes desviaciones en la frecuencia afectando a la seguridad del sistema. La principal característica por la que estos sistemas son tan vulnerables es la pequeña constante de inercia debido al reducido número de generadores conectados y a que en su mayoría estos son motores diesel.

Además, es cada vez mayor el uso de generación no convencional en los sistemas de potencia. En este caso se tendrá en cuenta la generación basada en generadores eólicos con máquinas del tipo DFIM, que se caracterizan por trabajar a velocidad variable, VS-WECS. Este tipo de generadores produce una potencia que está directamente relacionada con la potencia que se extrae del viento. Sin embargo, transitoriamente se puede variar la potencia arbitrariamente aprovechando la energía cinética de las masas rotantes. La potencia generada no depende de la frecuencia del sistema de ahí que se pueda decir que estos generadores no aportan inercia al sistema. Si el porcentaje de generación no convencional sigue en aumento, se puede concluir que, de no tomar medidas al respecto, la inercia de los sistemas de potencia disminuirá conllevando una mayor vulnerabilidad de los mismos.

3.2. CONTROLES PROPUESTOS.

3.2.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se proponen distintas estrategias de control para tratar de hacer que la generación no convencional, en particular la eólica, aporte a la regulación de frecuencia del sistema.

3.2.1.1. ESTRATEGIA DE CONTROL.

Con el fin de que la eólica pueda reaccionar ante desequilibrios en la potencia, se incluye una señal de entrada de control en el modelo de la turbina que modifica la potencia de salida de la turbina. Esta señal se suma a la referencia de potencia obtenida del estimador de máxima potencia de la turbina.

$$p_{out} = p_{out}^0 + \Delta p_{out}, \quad (3.1)$$

donde

p_{out}^0 : es la potencia de salida referencia.

Δp_{out} : es el incremento de potencia determinado por el control.

Hay que tener en cuenta que al haber diferencia entre la potencia de salida y la extraída del viento, la turbina variará su velocidad frenándose para potencias de salida mayores a la extraída del viento y acelerándose en caso contrario, por lo que este aporte solo puede hacerse por un corto espacio de tiempo debido a los límites de funcionamiento de las turbinas.

También hay que considerar que al variar la potencia respecto a la referencia la turbina no trabaja en el punto óptimo definido por la característica referencia del estimador de máxima potencia.

3.2.1.2. MAGNITUDES UTILIZADAS COMO SEÑAL PARA EL CONTROL

En las distintas estrategias que se plantean para el control de la eólica se usarán como magnitudes o bien el incremento de potencia demandada por las cargas, o bien la frecuencia del sistema.

La frecuencia es una medida habitual, que es prácticamente igual para todo el sistema y accesible en cualquier punto del mismo. Esta magnitud representa muy bien el estado del sistema en cada instante y está íntimamente ligada al balance entre potencia consumida y demandada por lo que es una buena variable para el control de los parques eólicos.

Si bien, como se ha dicho, la frecuencia resulta muy conveniente como variable para el control, el incremento de potencia consumida puede plantear varios problemas. En primer lugar no incluye información del desbalance de potencia, sólo tras los primeros instantes cuando hay un desequilibrio y aún no ha reaccionado la generación convencional ante este, suponiendo que se parte del equilibrio, sería válida como medida del desequilibrio existente. Además, aun siendo una medida habitual, el consumo real no suele ser fácil de medir ya que suele estar distribuido entre distintos puntos del sistema y no hay un punto donde medir el consumo global de todo el sistema. Para poder usar esta magnitud serían necesarias varias medidas en el sistema y comunicación posterior con el parque eólico. Lo que complicaría y retrasaría en buena medida el control.

3.2.2. EMULACIÓN DE INERCIA CON LA DERIVADA DE LA FRECUENCIA

Ya que el sistema de potencia disminuye su inercia relativa al incluir generación eólica, con este control se pretende aumentar la inercia del sistema aprovechando la energía cinética de las turbinas.

Esta estrategia ha sido planteada en muchos trabajos anteriores aunque como después se mostrará es la que peor resultados da según las simulaciones desarrolladas.

En este caso el incremento de potencia derivado del control debe emular la inercia de la turbina por lo que se define como:

$$\Delta p_{out} = -K \frac{d\Delta f}{dt}, \quad (3.2)$$

Este control se modela como se muestra a continuación

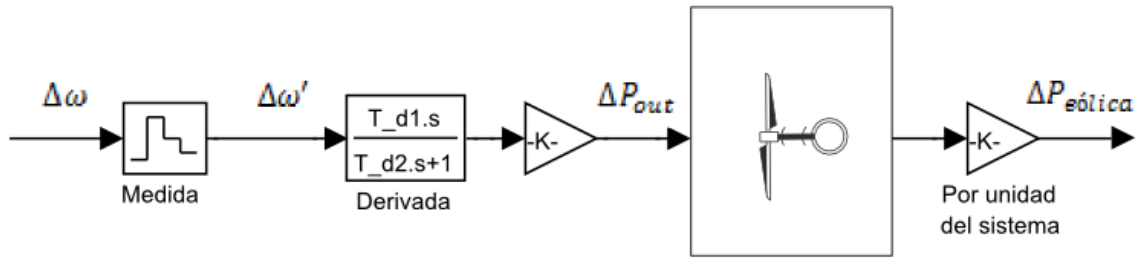


Figura 3.1: Modelo del control de emulación de inercia.

Donde la señal de incremento de velocidad de rotación es derivada y multiplicada por una ganancia teniendo en cuenta un retraso producido por la frecuencia de muestreo de la medida de la frecuencia del sistema. Se incluye T_{d2} , de pequeño valor, para evitar problemas computacionales aunque teóricamente no sea exactamente una derivada.

3.2.3. APOORTE DE POTENCIA SEGÚN LA CARGA

Teniendo en cuenta que la generación convencional es bastante lenta reaccionando ante perturbaciones en la potencia y que las VS-WECS tienen una respuesta prácticamente instantánea, se pretende con este control que las turbinas inyecten el incremento de potencia rápidamente mientras la generación convencional va reaccionando y ajustándose a la nueva potencia consumida.

Para realizar este control se mide la carga, considerando cierto retraso en la medida, el incremento de carga se filtra por un filtro paso alto, comúnmente llamado washout para limitar el tiempo que las turbinas están aportando a la regulación y se multiplica por una ganancia. El modelo del control se muestra en la figura 3.2.

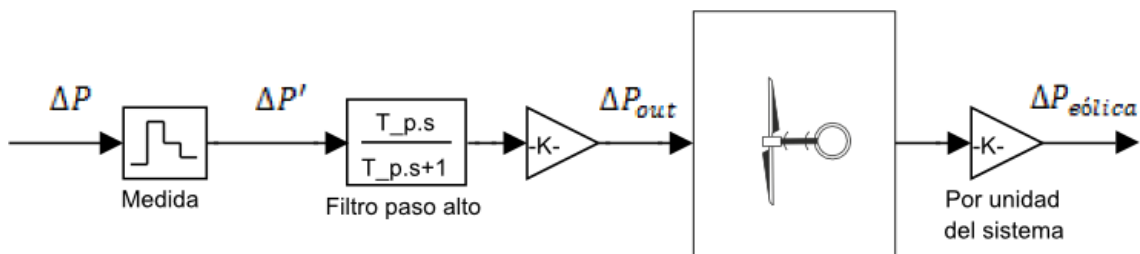


Figura 3.2: Modelo del control según la carga.

Como ya se dijo esta estrategia de control tiene el inconveniente de usar como variable de control el incremento de potencia demandada, con las desventajas que esto conlleva, tanto de dificultad en la medida y necesidad de comunicación como de no contener suficiente información.

3.2.4. REGULACIÓN PRIMARIA TRANSITORIA

Con esta propuesta se hace que la generación no convencional, eólica, aporte a la regulación primaria de frecuencia como si fueran máquinas síncronas. Como ya se ha comentado anteriormente el aporte está limitado en el tiempo ya que no hay control sobre la fuente primaria de energía y no se puede variar según la carga como con otras tecnologías de generación (p. ej. en generación hidráulica abriendo más o menos la compuerta que controla el caudal de agua).

La regulación primaria consiste en incrementar la potencia generada de forma proporcional a la desviación respecto a la frecuencia del sistema eléctrico quedando:

$$\Delta p_{out} = -\frac{1}{R} \Delta f', \quad (3.3)$$

Donde R es la constante de estatismo clásica y $\Delta f'$ es el desvío medido de frecuencia tras ser filtrado por un filtro paso alto. En la figura se muestra el control propuesto.

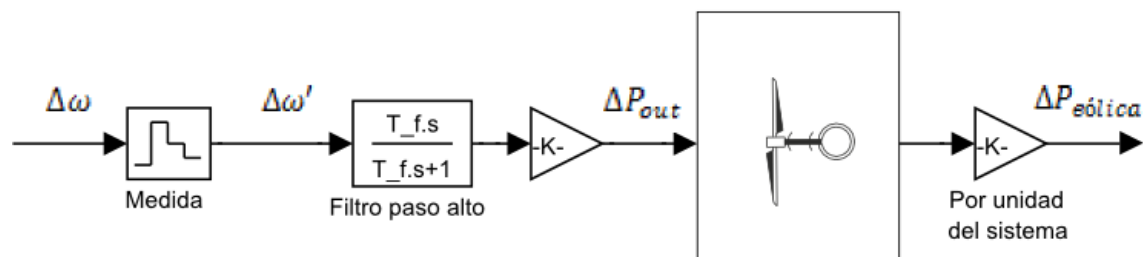


Figura 3.3: Modelo del control de regulación primaria.

3.2.5. REGULACIÓN PRIMARIA TRANSITORIA CON COMUNICACIÓN

Hasta ahora, con las anteriores estrategias de control, no se ha tenido en cuenta que, con el propósito de mejorar la estabilidad, se enmascara en cierta medida el problema de la frecuencia para los generadores convencionales. Estos, que en definitiva son los que se tienen que hacer cargo de la variación de potencia, ven el

problema atenuado por la actuación de la generación no convencional, haciendo aún más lenta de reacción a la generación convencional.

Por este motivo se propone una última estrategia de control con comunicación entre las distintas generaciones. La señal comunicada es el incremento de potencia generada por la generación no convencional, ésta multiplicada por una ganancia apropiada se suma a la referencia de potencia a generar por los generadores convencionales.

Esta comunicación se ha planteado para la estrategia de control de regulación primaria transitoria por ser la que mejor resultados da como se verá más adelante en el tema de simulaciones.

El bloque llamado “Comunicación” en la figura representa la frecuencia en la comunicación entre las generaciones, ésta se ha considerado de un orden mayor al de muestreo de la medida.

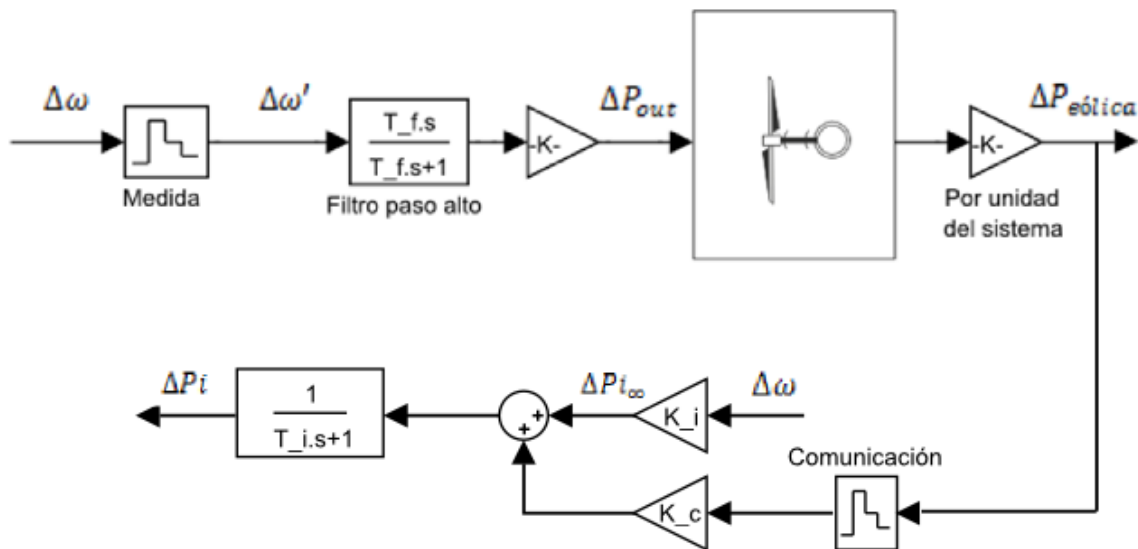


Figura 3.4: Modelo del control de regulación primaria con comunicación.

4. HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN.

Los modelos electromagnéticos consideran valores instantáneos de tensiones y corrientes, con una resolución temporal del orden de los microsegundos. Se podría decir que en estudios de aplicaciones electrónicas y eléctricas, los modelos electromagnéticos son los más detallados. Sin embargo, no siempre es necesaria la utilización de este tipo de modelos. Incluso en muchos casos, de no recurrirse a una simplificación, pueden resultar intratables. En la Figura 4.1 se pueden observar diversos fenómenos transitorios o de oscilaciones permanentes que pueden ocurrir en un sistema de potencia. Como puede deducirse, el ancho de banda necesario para simular un sistema de potencia completo con todos sus elementos es muy grande, abarcando desde fenómenos que ocurren en tiempos del orden de los nanosegundos a fenómenos que pueden demorar minutos e incluso horas.

Esto hace que sea prácticamente imposible realizar una simulación que al mismo tiempo considere todas estas características. Por este motivo, a la hora de trabajar con sistemas de potencia, se acostumbra a realizar un análisis de los fenómenos a estudiar y determinar el ancho de banda necesario para su aceptable reproducción.

De esta manera, por ejemplo, a la hora de estudiar fenómenos que ocurran en el extremo izquierdo de la Figura 4.1, las variables de las dinámicas de los elementos de la derecha podrían ser consideradas como constantes. Por otro lado, para simular fenómenos ubicados a la derecha de la misma figura los fenómenos de la izquierda se podrían considerar como de variación instantánea o directamente no considerar su participación.

A modo de ejemplo, se podría plantear una descarga atmosférica, un rayo, que caiga sobre un conductor de una línea de transmisión eléctrica. La duración de esta descarga es del orden de los microsegundos. Este es un fenómeno que se encuentra en la izquierda de la Figura 4.1. A la hora de estudiar cómo esta descarga afecta al sistema de potencia no se consideran las máquinas primarias, ni las oscilaciones interarea ni siquiera los reguladores de tensión, AVR (del inglés Automatic Voltage Regulator). Si bien la descarga atmosférica puede suponer una elevada tensión en

terminales de una maquina, el poco tiempo que ´esta dura hace que el AVR no alcance a reaccionar. Por otro lado, a la hora de hacer un estudio sobre regulación de frecuencia, la energía aportada por un rayo prácticamente no agrega nada a los balances de potencia y puede ser despreciada. Sin embargo, si bien estos dos estudios se pueden hacer por separado, los resultados de uno pueden afectar directamente a los resultados del otro. Una descarga atmosférica podría provocar una falta en la red eléctrica y esta falta puede hacer que algunos generadores salgan de servicio.

Posteriormente, al perderse el aporte de estos generadores podría ocurrir un desbalance de potencias que termine derivando en una inestabilidad de frecuencia. Con este ejemplo se puede concluir que si bien se pueden separar los fenómenos para que su análisis sea viable, siempre se debe tener en cuenta la interacción de todas las variables que intervienen en un sistema de potencia.

Los modelos electromecánicos, a la derecha en la Figura 4.1, desprecian muchas dinámicas consideradas en los modelos electromagnéticos. Sin embargo, en todos los casos se considerarán los límites, saturaciones y tiempos de respuesta referentes a los modelos electromagnéticos.

En la Figura 4.1 se muestra también, de manera esquemática, el alcance de cada una de las herramientas de simulación que se describirán a continuación.

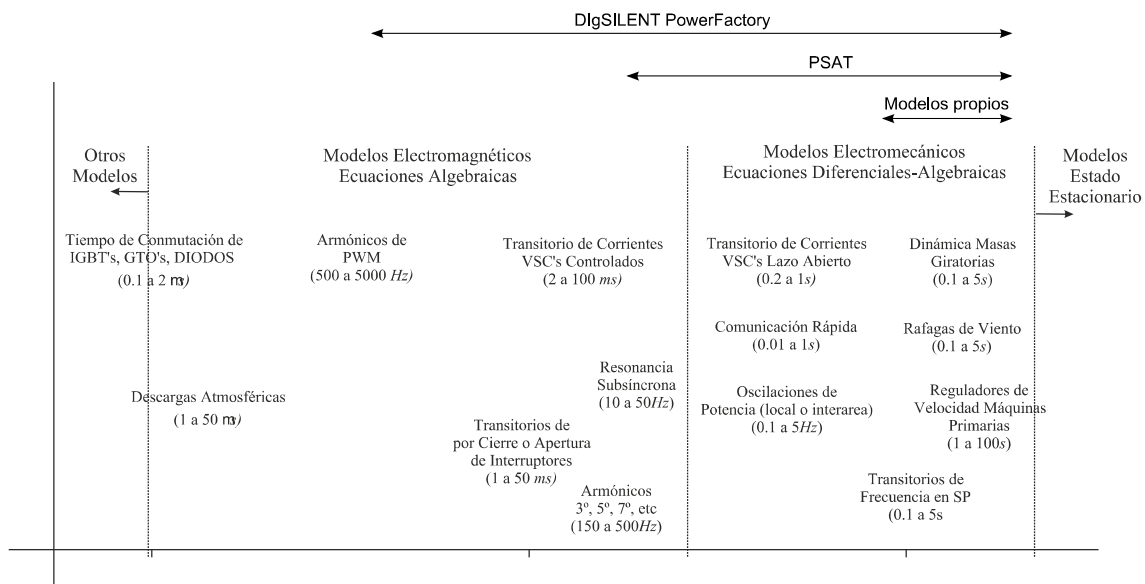


Figura 4.1: Alcance de las distintas herramientas de simulación.

4.2. DIGSILENT POWERFACTORY

En la realización de este proyecto DigSiLENT PowerFactory fue la primera herramienta de simulación escogida.

En principio esta herramienta parecía óptima para realizar los modelos y simulaciones deseadas para este proyecto. Las principales características por las que fue escogida son:

1. Esta herramienta lleva más de 25 años en el modelado de sistemas de potencia, análisis y simulaciones.
2. La programación se realiza en un entorno gráfico amigable.
3. Tiene un ancho de banda muy amplio respecto a los fenómenos que puede simular. Esto permite modelar con mucho detalle con modelos EMS (electromagnéticos) y después sacar resultados RMS (electromecánicos).
4. Incluye modelos programados de todos los elementos que conforman el sistema propuesto, incluidas las turbinas eólicas. Además se pueden configurar estos elementos hasta un nivel de detalle muy alto. Por ejemplo se pueden definir los controles de las máquinas como control de tensión, regulador de velocidad, máquina primaria, etc.

En la figura 4.2 se puede observar parte del modelo programado con DigSiLENT PowerFactory. En esta se pueden ver los elementos que componen el modelo y se aprecia el nivel de detalle al que se llega, por ejemplo, viendo el modelo del generador eólico (DFIG), donde se modelan todos los elementos. Aparece el generador doblemente alimentado, el convertidor, la parte de continua, etc.

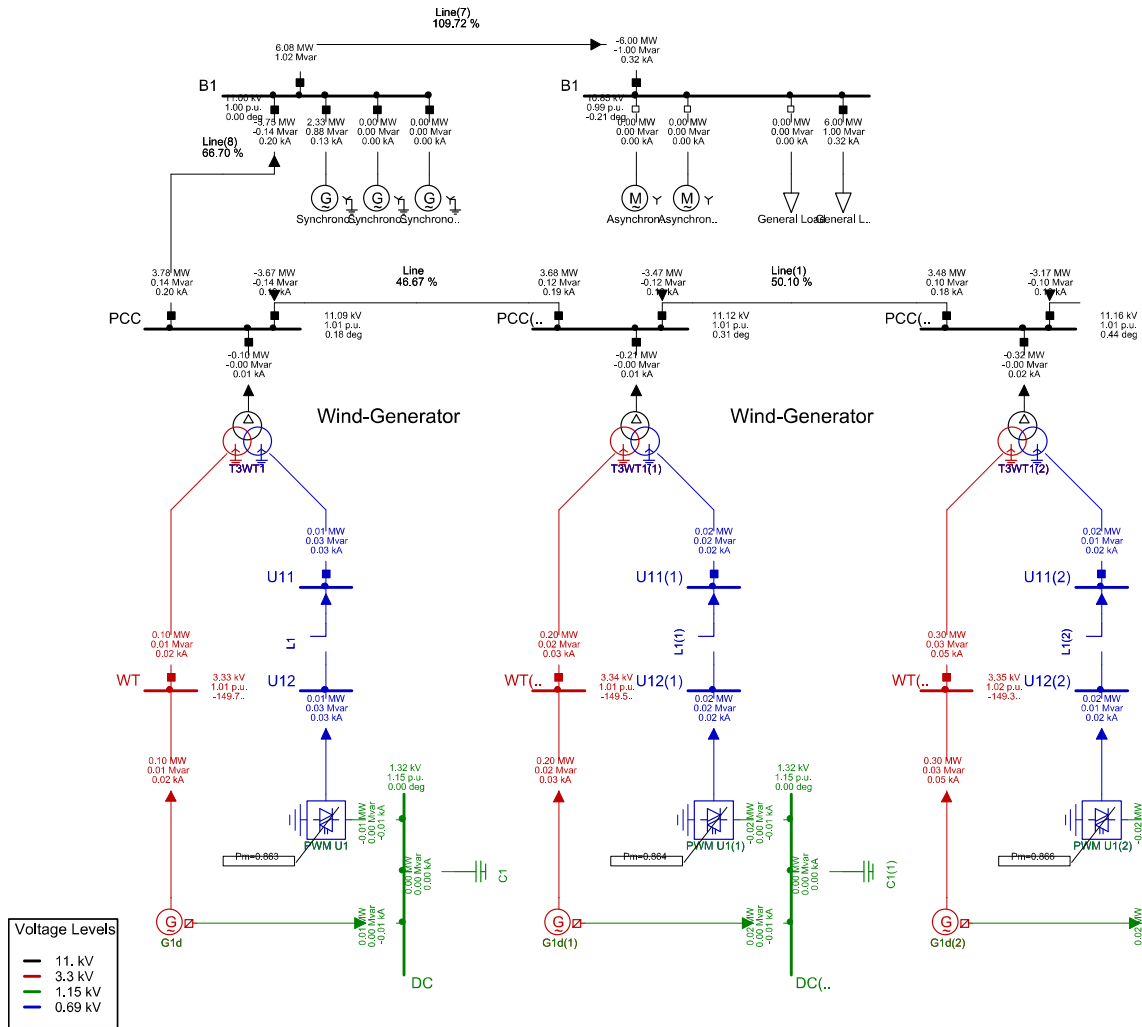


Figura 4.2: Modelo de sistema con DigSilent Power Factory.

Si bien este entorno de programación parecía muy apropiado resultó que tanto los modelos de generación convencional como de generación eólica, en modelos independientes, funcionaban bien. Pero, al incluir en un mismo modelo los dos tipos de generación, el programa daba errores numéricos.

Como estos problemas no se lograban solucionar, se decidió usar otra herramienta para las simulaciones que se describe a continuación.

4.3. PSAT

PSAT (Power System Analysis Toolbox) es una caja de herramientas (toolbox) para Matlab y GNU Octave que permite realizar análisis de sistemas de potencia. Esta caja de herramientas permite incorporar sistemas eléctricos de potencia mediante un entorno gráfico basado en Simulink. Fue desarrollado por el profesor Federico Milano estando en el grupo de sistemas de potencia de la universidad canadiense de Waterloo.

Esta herramienta, basada en Simulink, está especialmente diseñada para sistemas eléctricos de potencia incluyendo una biblioteca con los elementos típicos de estos sistemas y modelos de las máquinas eléctricas incluyendo los generadores eólicos. En comparación con la herramienta anteriormente descrita, DigSILENT PowerFactory, esta tiene unos modelos más simples abarcando menos ancho de banda respecto a los fenómenos que se pueden modelar. En todo caso resulta suficiente para el estudio de regulación de frecuencia que se quiere realizar.

A continuación se citan algunas de las posibilidades más interesantes que tiene este programa:

1. Estudio de flujo de carga.
2. Estudio de flujo de carga óptimo.
3. Estudio de estabilidad de pequeña señal.
4. Simulaciones en el dominio del tiempo.
5. Modelos insertados por el usuario.
6. Modelos de FACTS.

En la figura 4.3 se puede ver un modelo de sistema eléctrico con generación convencional, a la que se le pueden definir el control de tensión y máquina primaria, una carga en forma de motor eléctrico y la generación no convencional.

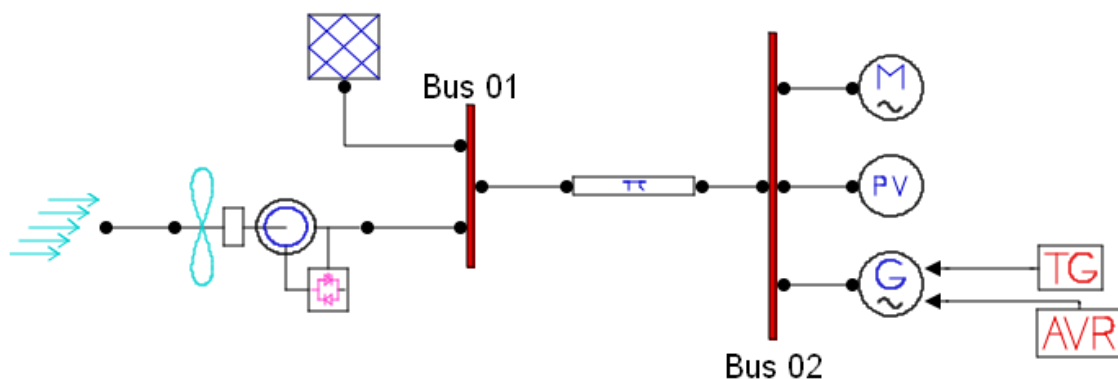


Figura 4.3: Modelo de sistema con PSAT.

En principio esta herramienta permite incluir en el mismo sistema la generación convencional y no convencional. De hecho la aplicación incluye un ejemplo donde están las dos generaciones. El problema con esta herramienta surgió cuando, con un sistema de este tipo, se pretendía provocar una perturbación en la potencia consumida, por ejemplo con el arranque del motor. La simulación se volvía inestable dando resultados sin sentido.

Al no conseguir solucionar estos problemas se decidió programar directamente en Matlab y la herramienta Simulink con modelos propios, esta última opción se describe en el siguiente apartado.

4.4. ENTORNO MATLAB. PAQUETE SIMPOWERSYSTEMS DE SIMULINK

Matlab es un programa matemático muy conocido y extendido. Este programa posee una herramienta de simulación llamada Simulink, y dentro de esta distintas librerías según lo que se pretenda simular.

Con esta herramienta se han realizado modelos electromecánicos en la banda temporal que interesaba para poder observar los fenómenos en los que estábamos interesados. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos con las herramientas, se ha optado por realizar modelos propios usando elementos básicos de Simulink, exceptuando el modelo estático de turbina eólica, extraído de la librería SimPowerSystems.

En la figura 4.4 se observa el modelo del sistema considerado. Este es el modelo descrito en el capítulo 2 sobre el modelado.

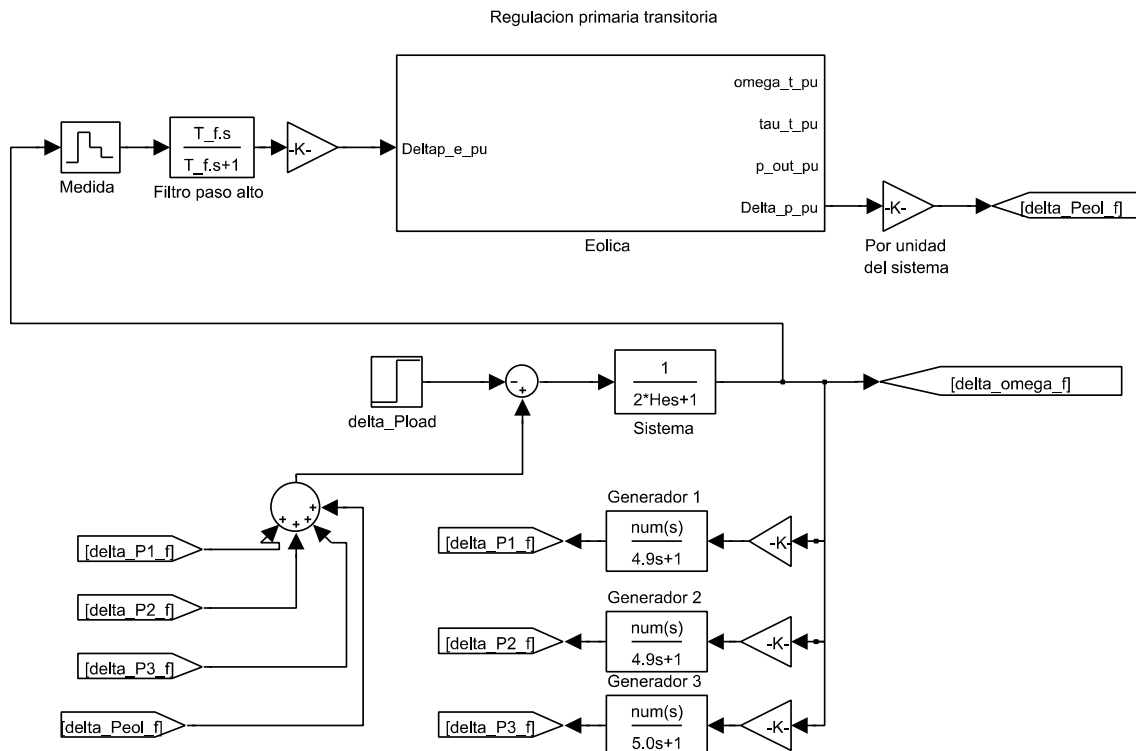


Figura 4.4: Modelo de sistema con Matlab. Simulink.

Este modelo resulta más básico, en cuanto al nivel de detalle definiendo los distintos elementos, que las dos herramientas anteriormente descritas. En todo caso, resulta suficiente para el estudio de variaciones de frecuencia [2].

5. SIMULACIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se mostrará el comportamiento de pequeños sistemas de potencia ante perturbaciones en la potencia consumida por el sistema así como comparaciones del efecto producido por los distintos tipos de control sobre la generación no convencional eólica.

5.1.1. FILTRO PASO ALTO.

Como aclaración se muestra la respuesta a un escalón del filtro paso alto (washout) donde se puede observar el efecto producido. Se consigue con este tipo de filtro realizar una actuación transitoria que se va atenuando.

En las siguientes figuras 5.1 y 5.2 se muestra el modelo del filtro y la respuesta ante un escalón de valor unidad.

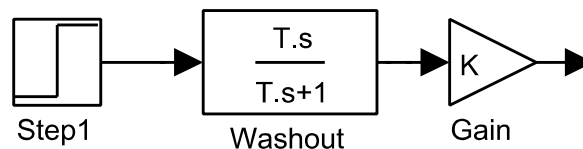


Figura 5.1: Modelo del filtro paso alto. Washout.

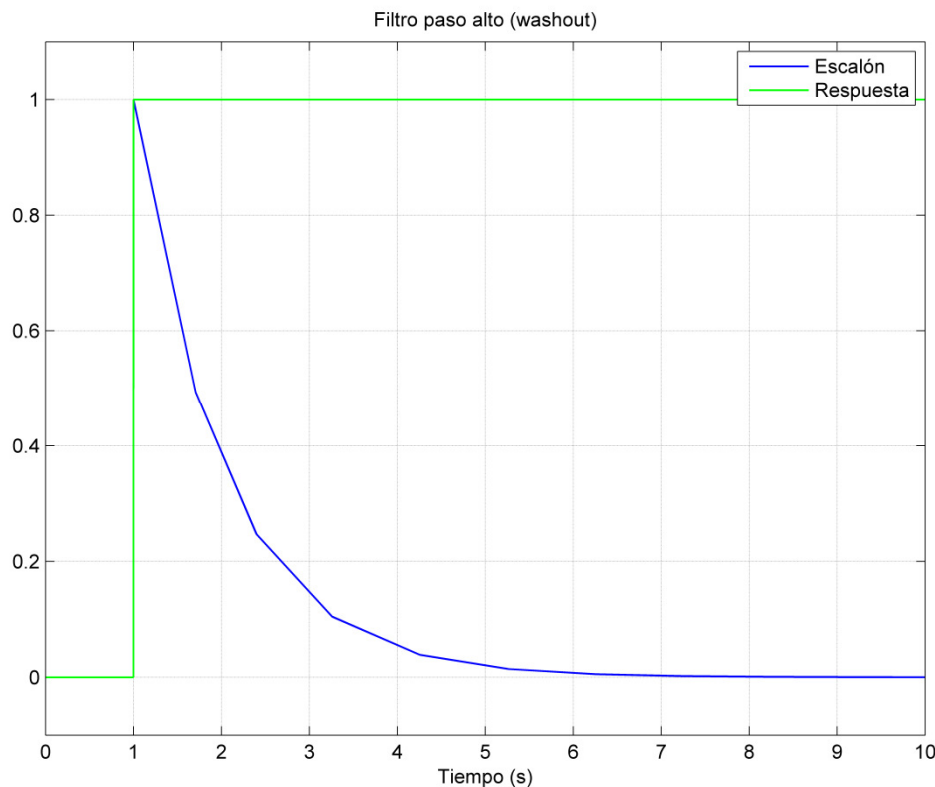


Figura 5.2: Respuesta a escalón de filtro paso alto.

5.2. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE PERTURBACIONES EN LA POTENCIA

Para mostrar el comportamiento del sistema se han simulado dos escenarios distintos, uno en el que los tres generadores diesel soportan el consumo y otro en el que la potencia es aportada en su mayor medida por el parque eólico y solo es necesario un generador diesel conectado para satisfacer la demanda de potencia.

En la figura 5.3 se puede apreciar como el sistema se hace mucho más vulnerable ante las perturbaciones al tener solo un generador diesel conectado. Al no aportar inercia al sistema la generación eólica, la inercia total disminuye drásticamente provocando, ante la misma perturbación, mayor caída de frecuencia en el período transitorio y una mayor desviación en régimen permanente.

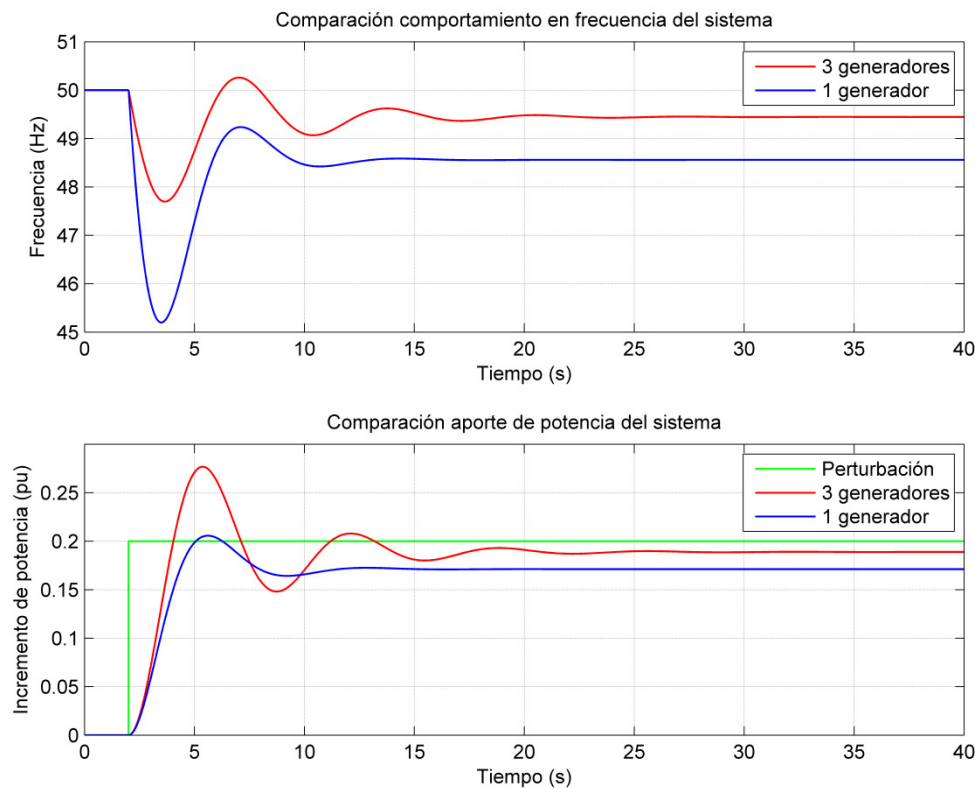


Figura 5.3: Comportamiento del sistema ante perturbaciones.

5.3. RESULTADO DE LOS DISTINTOS CONTROLES

Para comparar el resultado obtenido con los distintos controles propuestos se han simulado estos en el escenario donde los tres generadores diesel siguen conectados.

Aunque se simule en este escenario los parámetros de los controles se han ajustado de forma que también sean válidos para el segundo escenario definido en el apartado anterior, que era más desfavorable, con el objeto de proponer controles robustos.

En la figura 5.4 se puede observar el comportamiento en frecuencia así como la repercusión en la velocidad de giro de los molinos ante una perturbación en la potencia consumida para cada uno de los controles propuestos.

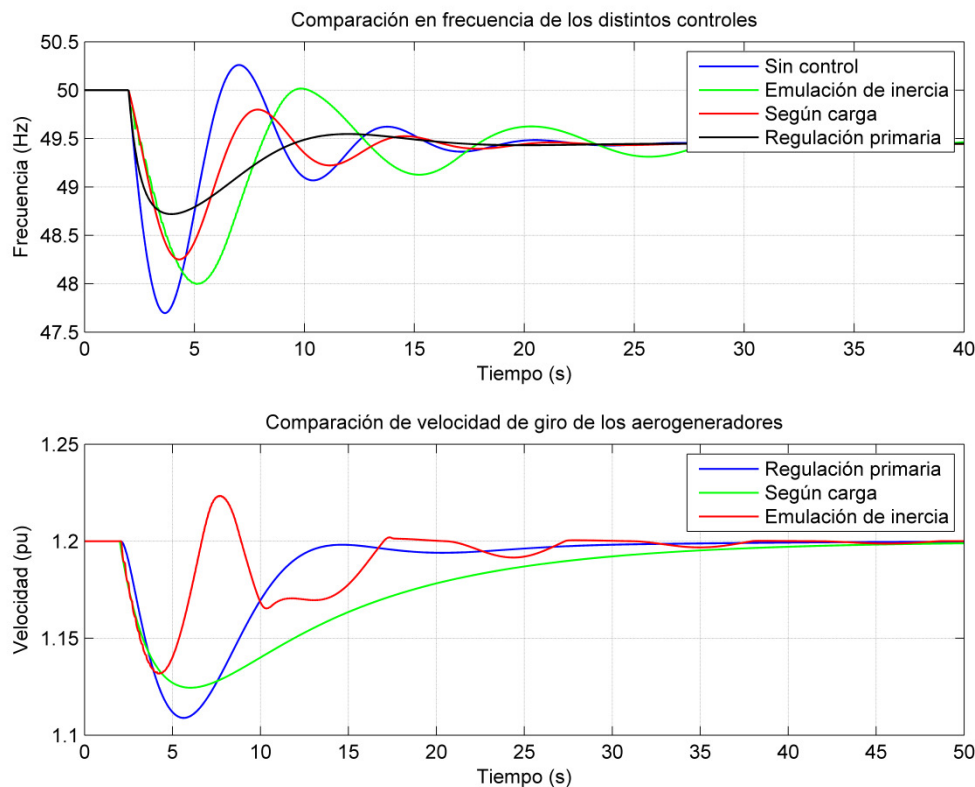


Figura 5.4: Comportamiento del sistema y los molinos ante perturbaciones.

Como se muestra en la figura 5.4 la mejor respuesta se obtiene con el control que se ha denominado como regulación primaria. Y se observa un comportamiento extraño en la velocidad de giro en el caso de emulación de inercia, esto es debido a que es el único caso donde la velocidad de giro excede la nominal y actúa el control de ángulo de pala.

A continuación se muestra el resultado de la simulación para los tres controles en términos de potencia aportada. En la figura 5.5 se puede apreciar como el aporte de potencia de la eólica enmascara en cierta medida el incremento de potencia consumida a los generadores convencionales haciéndolos más lentos de reacción ante perturbaciones.

También se observa el efecto que produce la velocidad de muestreo de la medida. En el caso de emulación de inercia produce fuertes oscilaciones en la potencia aportada debido a la velocidad de la derivada frente al filtro paso alto usado en los otros dos controles de una dinámica mucho más lenta.

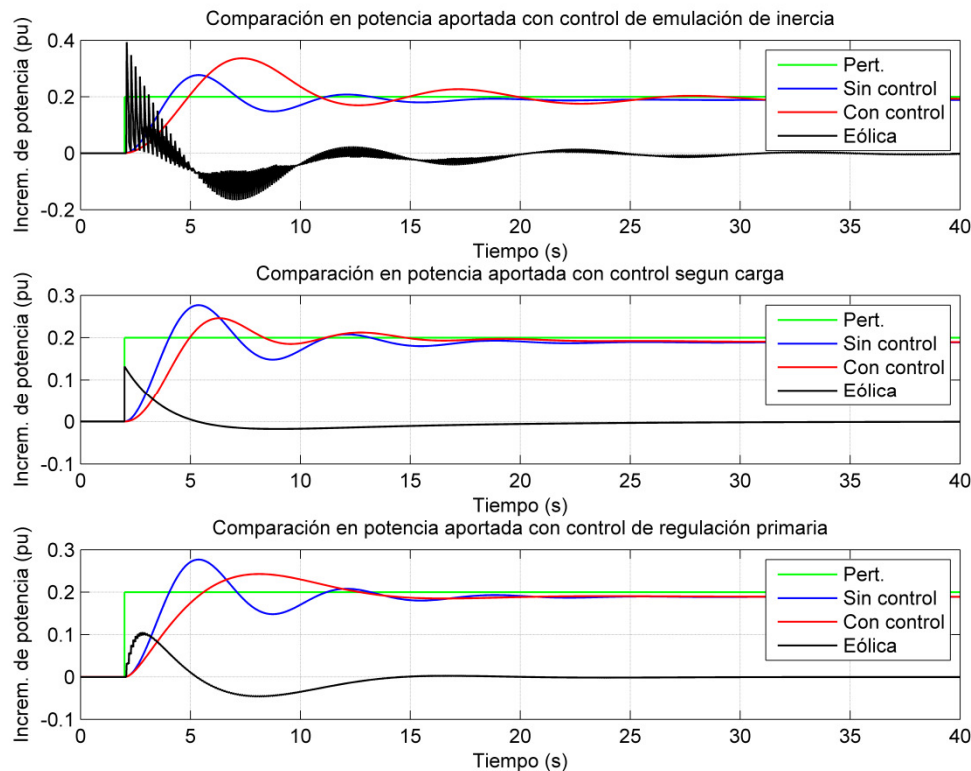


Figura 5.5: Comparación en términos de potencia aportada de los distintos controles.

5.4. CONTROL CON COMUNICACIÓN ENTRE LAS GENERACIONES

Como ya se mostró en el apartado anterior, el aporte de potencia en el momento de la perturbación por parte de la eólica incide en la velocidad de reacción de los generadores convencionales.

En este apartado se propone un control partiendo de la estrategia que mejor resultado ha dado, regulación primaria, incluyendo comunicación entre el parque eólico y los generadores convencionales.

En la figura 5.6 se muestra el resultado de esta estrategia frente al mismo control sin comunicación, haciéndose patente una mejora respecto al comportamiento en frecuencia y una mayor velocidad de reacción de la generación convencional.

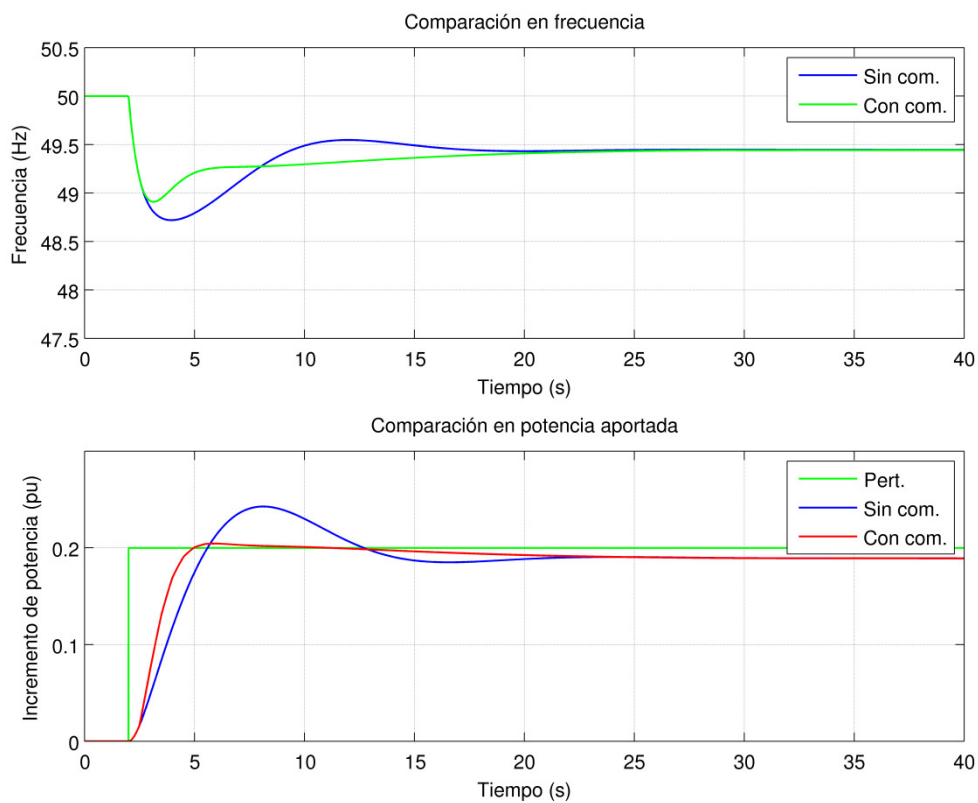


Figura 5.6: Comparación de control de regulación primaria con y sin comunicación.

6. CONCLUSIONES

Se tiende hacia sistemas de generación distribuida con un rápido crecimiento de las energías renovables y hacia sistemas aislados de potencia.

Para poder mantener la estabilidad en los sistemas de potencia y seguir aumentando la participación de energías renovables, es necesario que estas actúen reaccionando ante perturbaciones del sistema.

Los programas específicos para el modelado, simulación y análisis de sistemas eléctricos de potencia, como son el DigSiLENT PowerFactory y el PSAT, tienen muchos modelos ya implementados lo que facilita la realización del modelo. Sin embargo, estos programas, tienen problemas al modelar un sistema eléctrico con un mix de generación y perturbaciones en la potencia consumida.

Se tuvo que recurrir a la programación propia para modelar el sistema obteniendo un modelo, que si bien es menos detallado, dio buenos resultados en relación al estudio de las variaciones de frecuencia del sistema.

De las simulaciones que se realizaron podemos concluir que los sistemas eléctricos de potencia pierden inercia relativa al aumentar la participación de las energías renovables, haciéndose más vulnerables a las perturbaciones.

De los distintos controles, atendiendo a los resultados obtenidos de las simulaciones, se puede decir que el que se llamó control de emulación de inercia, si bien es propuesto en muchos trabajos recientes, tiende fácilmente a la inestabilidad sin conseguir buenos resultados.

Del que se llamó según carga podemos concluir que sería difícil llevar a la práctica este tipo de control al usar como variable de control la medida del incremento de la potencia consumida por el sistema.

El control que mejor resultado proporciona es el que se llamó regulación primaria transitoria, obteniéndose resultados satisfactorios.

La inclusión de comunicación entre la generación convencional y no convencional hace que la reacción de la generación no convencional ante desequilibrios no enmascare el problema a la generación convencional, consiguiéndose mejores resultados con esta comunicación.

ANEXO. PROGRAMACIÓN MATLAB.

1. PROGRAMA QUE EJECUTA LAS SIMULACIONES.

A continuación se incluye el programa principal de Matlab que ejecuta las simulaciones, programadas con la herramienta Simulink, y grafica los resultados obtenidos de dichas simulaciones.

```
%% Comportamiento del sistema ante perturbaciones en la
potencia consumida
%% Escenario 1. Los tres generadores diesel siguen
funcionando.
U_1=1;
U_2=1;
U_3=1;
He=(1.75*5.4+1.75*5.4+1.73*6.3)/15;
t_pert=2;
delta_Pload=0.2;
T_f=0;
K_f=0;
T_p=0;
K_p=0;
T_d1=0;
T_d2=0;
K_d=0;

sim('simu_pfc')
data=open('datos.mat');

subplot(2,1,1)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,24),'r','LineWidth',1)
hold on
subplot(2,1,2)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,25),'g',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,29),'r','LineWidth',1)
hold on

% Escenario 3. Se ha desconectado el generador 1 y 2

U_1=0;
U_2=0;
U_3=1;
```

```

He=(1.73*6.3)/15;

sim('simu_pfc')
data=open('datos.mat');

subplot(2,1,1)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,24),'b','LineWidth',1)

axis([0 40 45 51])
ylabel('Frecuencia (Hz)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Tres generadores diesel','Un generador diesel')
title('Comparación comportamiento en frecuencia del
sistema')
grid on

subplot(2,1,2)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,29),'b','LineWidth',1)

axis([0 40 0 0.3])
ylabel('Incremento de potencia (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Perturbación','Tres generadores diesel','Un
generador diesel')
title('Comparación aporte de potencia del sistema')
grid on

print -dpng '-r1000' 'comp_sist'

%% Resultado de los controles
%% Comparación de los distintos controles.
U_1=1;
U_2=1;
U_3=1;
He=(1.75*5.4+1.75*5.4+1.73*6.3)/15;
t_pert=2;
delta_Pload=0.2;
T_f=10;
K_f=-10;
T_p=10;
K_p=1;
T_d1=1;
T_d2=0.1;
K_d=-12;
sim('simu_pfc')
data=open('datos.mat');

```

```
figure(1)
subplot(2,1,1)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,24),'b',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,18),'g',data.ans.Time,data.ans.Data(:,12),'r'
,data.ans.Time,data.ans.Data(:,6),'k','LineWidth',1)
ylabel('Frecuencia (Hz)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Sin control','Emulación de inercia','Según
carga','Regulación primaria')
title('Comparación en frecuencia de los distintos
controles')
grid on
axis([0 40 47.5 50.5])
subplot(2,1,2)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,30),'b',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,31),'g',data.ans.Time,data.ans.Data(:,32),'r'
,'LineWidth',1)
ylabel('Velocidad (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Regulación primaria','Según carga','Emulación de
inercia')
title('Comparación de velocidad de giro de los
aerogeneradores')
grid on
axis([0 50 1.1 1.25])
print -dpng '-r1000' 'comp_freq_control_y_velocidad'

figure(2)
subplot(3,1,1)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,25),'g',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,29),'b',data.ans.Time,data.ans.Data(:,28),'r'
,data.ans.Time,data.ans.Data(:,16),'k','LineWidth',1)
ylabel('Incremento de potencia (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Perturbación','Pgenconv sin control','Pgenconv con
control','Peólica')
title('Comparación en potencia aportada con control de
emulación de inercia')
grid on
axis([0 40 -0.2 0.4])

subplot(3,1,2)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,25),'g',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,29),'b',data.ans.Time,data.ans.Data(:,27),'r'
,data.ans.Time,data.ans.Data(:,10),'k','LineWidth',1)
ylabel('Incremento de potencia (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Perturbación','Pgenconv sin control','Pgenconv con
control','Peólica')
```

```

title('Comparación en potencia aportada con control segun
carga')
grid on
axis([0 40 -0.1 0.3])

subplot(3,1,3)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,25),'g',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,29),'b',data.ans.Time,data.ans.Data(:,26),'r'
,data.ans.Time,data.ans.Data(:,4),'k','LineWidth',1)
ylabel('Incremento de potencia (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Perturbación','Pgenconv sin control','Pgenconv con
control','Peólica')
title('Comparación en potencia aportada con control de
regulación primaria')
grid on
axis([0 40 -0.1 0.3])
print -dpng '-r1000' 'comp_pot_controles'

%% Comparación con comunicación

U_1=1;
U_2=1;
U_3=1;
He=(1.75*5.4+1.75*5.4+1.73*6.3)/15;
t_pert=2;
delta_Pload=0.2;
T_f=10;
K_f=-10;
K_c=1;

sim('simu_pfccom')
data=open('datos_com.mat');

subplot(2,1,1)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,6),'b',data.ans.Time,dat
a.ans.Data(:,13),'g','LineWidth',1)
ylabel('Frecuencia (Hz)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Sin comunicación','Con comunicación')
title('Comparación en frecuencia')
grid on
axis([0 40 47.5 50.5])

subplot(2,1,2)
plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,15),'g',data.ans.Time,da
ta.ans.Data(:,7),'b',data.ans.Time,data.ans.Data(:,14),'r',
'LineWidth',1)

```

```
ylabel('Incremento de potencia (pu)')
xlabel('Tiempo (s)')
legend('Perturbación','Pgenconv sin comunicación','Pgenconv con comunicación','Peólica')
title('Comparación en potencia aportada')
grid on
axis([0 40 0 0.3])
print -dpng '-r1000' 'comp_comunicacion'

%% washout

K=1;
T=1;
sim('washout')
data=open('datos_washout.mat');

plot(data.ans.Time,data.ans.Data(:,1),'b',data.ans.Time,data.ans.Data(:,2),'g','LineWidth',1)

xlabel('Tiempo (s)')
legend('Escalón','Respuesta')
title('Filtro paso alto (washout)')
grid on
axis([0 10 -0.1 1.1])

print -dpng '-r1000' 'washout'
```

2. ELEMENTOS UTILIZADOS DE SIMULINK.

2.1. ELEMENTOS PROPIOS DE SIMULINK



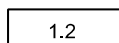
Sum: suma o resta las entradas.



Gain: ganancia.



Product: multiplica o divide las entradas.



Constant: tiene como salida la constante definida.



Step: función escalón.



Saturation: limita la señal de entrada a valores máximos y mínimos.



Rate Limiter: limita la velocidad de subida o bajada de una señal.



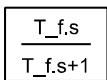
Lookup: Interpolación lineal de los valores especificados en una tabla definida.



Zero-order Hold: Tiene por salida la entrada cada cierto periodo definido.



Integration: Integra de forma continua en el tiempo la señal de entrada.



Transfer Fcn: Función de transferencia.

Wind Turbine (mask) (link): Este bloque implementa el modelo de una turbina eólica de ángulo de pala variable. Es lo que se definió anteriormente como modelo estático de la turbina.

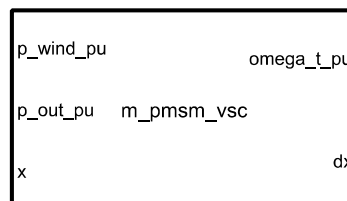
Generator speed (pu)	
Pitch angle (deg)	Tm (pu)
Wind speed (m/s)	

2.2. ELEMENTOS PROPIOS USANDO SIMULINK

Subsystem: Subsistema que representa el sistema de conversión de energía eólica. Es un sistema de Simulink dentro del sistema principal.



Embedded MATLAB Function: función integrada de Matlab. Se definen las entradas y salidas y dentro se programa la función de Matlab.



En este caso la función representa el modelo dinámico de la turbina. La función integrada consiste en:

```
function [omega_t_pu, dx]=m_pmsm_vsc(p_wind_pu, p_out_pu,x)

H_t = 3;

omega_t_pu = x(1);

domega_t_pu = 1/H_t*(p_wind_pu - p_out_pu)/omega_t_pu;

dx = domega_t_pu;
```


Referencias

- [1] J.M. Mauricio. Tesis Doctoral. Control de Convertidores en Fuente de Tensión y Sistemas de Potencia con Generación Renovable. Sevilla, Febrero de 2009.
- [2] Ignacio Egido, Fidel Fernández-Bernal, Pablo Centeno, and Luis Rouco, Member; IEEE. Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems. Noviembre 2009.
- [3] Juan Manuel Mauricio, Student Member; IEEE, Alejandro Marano, Student Member; IEEE, Antonio Gómez-Expósito, Fellow; IEEE, and José Luis Martínez Ramos, Senior Member; IEEE. Frequency Regulation Contribution Through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems. Febrero 2009.
- [4] Roberto Il Ovando Domínguez. Tesis de Maestría en Ciencias. Emulador de Turbina Eólica para el Banco de Pruebas de Generación Eoloeléctrica. Julio 2007.
- [5] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, New York, USA, 1993.
- [6] S.D'Arco, A. Petterteig, R. Pittini and T. M. Undeland, Fellow; IEEE. Droop Regulated VSCs for Island Operation of Future Offshore Systems.
- [7] D. Hu, X. Zhao, Xu Cai and Jianfeng Wang. Impact of Power on Stability of Offshore Platform Power Systems. Abril 2008.
- [8] Diego Alesandro Baeza Aguilera. Memoria Para Optar al Título de Ingeniero Civil Electricista. Control de la Frecuencia en una Red con Generación Eólica.
- [9] Luis Solano López. Proyecto de Fin de Carrera. Análisis de un parque eólico. Influencia de la tensión en la regulación de la potencia reactiva de sus aerogeneradores. Madrid, Julio 2008.
- [10] Manoj Kumar M.V., Rangan Banerjee. Power Quality of Renewable Isolated Power Systems – A Case study. 2010, India.
- [11] E. N. Dialynas. L. G. Daoutis. C. Toufexis. I. Charalambous. Reliability and Reserve Capacity Assessment of Isolated Power Systems with Increased Penetration of Renewable Energy Sources. 2010, Cyprus.
- [12] M. Milošević, Student Member IEEE, G. Andersson, Fellow IEEE. Generation Control in Small Isolated Power Systems.

