

## Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica

M. Mikati<sup>a</sup>, M. Santos<sup>b1\*</sup>, C. Armenta<sup>c</sup>

<sup>a</sup> *Epsilon Embedded Systems, Lindholmspiren 9, 41756, Gotemburgo, Suecia.*

<sup>b</sup> *Dpto. Arquitectura de Computadores y Automática, Universidad Complutense de Madrid, C/ Profesor García Santesmases, s/n, 28040, Madrid, España.*

<sup>c</sup> *Dpto. Física Atómica, Molecular, y Nuclear, Universidad Complutense de Madrid, Ciudad Universitaria, s/n, 28040, Madrid, España.*

### Resumen

En este artículo se presenta un estudio de la transferencia de energía entre sistemas híbridos de energía renovable y la red eléctrica, para cubrir ciertas demandas de potencia. Se analiza con detalle el sistema de suministro para dos modelos de demanda, una vivienda y una pequeña industria o comercio, utilizando sistemas renovables de pequeña escala situados cerca del usuario, con conexión a la red eléctrica. Se han modelizado y simulado cada uno de los sistemas: tanto los recursos naturales solar y eólico, como el sistema fotovoltaico y el aerogenerador de pequeña escala, así como las demandas, incluyendo en todos ellos efectos no considerados en la literatura. Es decir, se ha desarrollado una plataforma de simulación con todos los elementos, que permite analizar el mejor aprovechamiento de los recursos y la dependencia de la red eléctrica para distintas configuraciones, en función de la relación entre las demandas y los recursos renovables. También permite analizar el dimensionamiento de los recursos. El criterio utilizado para la evaluación es la transferencia de energía con la red y la contribución de la red eléctrica a la demanda (compra-venta), con los correspondientes gastos y pérdidas asociados. *Copyright © 2012 CEA. Publicado por Elsevier España, S.L. Todos los derechos reservados.*

### Palabras Clave:

Modelado, simulación, energías renovables, recurso solar, recurso eólico, módulo fotovoltaico, aerogenerador de pequeña escala, sistemas híbridos, red eléctrica

### 1. Introducción

La disponibilidad de la energía eléctrica y térmica es fundamental para cualquier país. Históricamente, los combustibles fósiles como petróleo, carbono y gas natural han dominado el mercado de energía y todavía en el año 2009 contribuyeron con un 81% a la demanda energética mundial (IEA, 2011). Sin embargo, el uso de estos combustibles presenta una serie de complicaciones. Por un lado, la reproducción de los combustibles fósiles no tiene lugar a una velocidad significativa y, en consecuencia, pueden ser considerados como recursos finitos, con la repercusión que eso conlleva en el precio y el posible peligro de agotamiento de las reservas. Además, el impacto ambiental derivado del uso de los combustibles fósiles, tanto a escala local como global, ya no es posible no considerarlo como un factor importante en un contexto de sostenibilidad.

Factores como éstos han contribuido al rápido crecimiento de las energías renovables en las últimas décadas (Twidell and Weir, 2006; IEA, 2011; REN21, 2009), que aparecen como una

solución importante para el futuro. Las energías renovables ofrecen la posibilidad de generar electricidad y calor prácticamente sin emisiones, a bajos precios de operación y de manera sostenible. Junto con esto, cada país tiene un lógico interés en aprovechar sus recursos renovables locales. Ejemplos son Noruega y Brasil que, debido a su topografía favorable, suministraron respectivamente el 96 y el 84% de la demanda doméstica de electricidad con energía hidráulica en el año 2009 (IEA, 2011). España ha evolucionado como uno de los países líderes en las áreas de energía solar y eólica. De momento es uno de los primeros países en el mundo en cuanto a instalaciones de módulos fotovoltaicos y aerogeneradores así como en la generación eléctrica con los mismos (REN21, 2011). En el año 2006 se aprobó la nueva norma de construcción CTE (Código Técnico de Edificación) por la que se requiere, entre otras cosas, que en todas las construcciones nuevas y reformadas, entre el 30 y el 70% del agua caliente esté calentado con energía solar térmica (ETAP, 2006). Además España se convirtió en el primer país en el mundo en exigir instalaciones de módulos fotovoltaicos al

<sup>1</sup> \* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: [monir.mikati@epsilon.nu](mailto:monir.mikati@epsilon.nu) (M. Mikati),  
[msantos@fdi.ucm.es](mailto:msantos@fdi.ucm.es) (M. Santos), [cardeu@fis.ucm.es](mailto:cardeu@fis.ucm.es) (C. Armenta)

construir nuevos edificios para centros comerciales, industrias, hoteles y edificios institucionales. Según el informe de la Red Eléctrica Española, la generación de potencia fotovoltaica contribuyó en un 3% a la demanda española de electricidad en el año 2011. En ese año, España tenía una contribución eólica del 16% a la demanda anual, según el mismo informe (REE, 2011)

Las energías renovables tienen numerosas ventajas, pero también presentan ciertos desafíos importantes al sistema de suministro. Una de las características más exigentes es la variabilidad incontrolable de la fuente. No es posible garantizar las condiciones ambientales con anticipación y, en consecuencia, tampoco el suministro. Este problema se puede solventar almacenando energía durante épocas de generación de potencia excesiva y utilizándola cuando la generación de potencia es moderada. También se pueden usar múltiples fuentes renovables de manera que la intensidad de las fuentes esté desfasada en el tiempo.

Es muy común que los sistemas de suministro de energías renovables tengan algún aporte auxiliar, como un generador eléctrico de diesel o una conexión a la red eléctrica. Si ya existe la conexión, la red eléctrica suele ser la fuente auxiliar más económica. En este caso no hace falta el almacenamiento, sino que el sistema de suministro renovable interacciona con la red siempre y cuando la demanda no sea igual al suministro renovable (Masters, 2004).

En la figura 1 se muestra un esquema de generación y distribución de la energía mediante la red eléctrica (Masters, 2004). Las pérdidas en la transmisión por disipación de potencia, a veces muy elevadas, se pueden reducir mediante el aumento del voltaje para largas distancias; posteriormente este voltaje se reduce a valores adecuados para el usuario. Sin embargo, las pérdidas ocasionadas durante la distribución por estas conversiones pueden estar entre el 10 y el 20% en redes rurales, y para redes urbanas en torno al 5%.

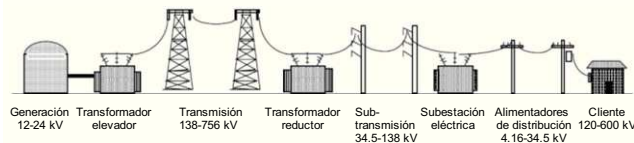


Figura 1. Esquema de la cadena de distribución de la energía en la red convencional.

Una manera de reducir las pérdidas del sistema de distribución es colocar generadores de pequeña escala cerca la demanda. Las distancias cortas reducen las pérdidas por transmisión y las transformaciones se reducen cuando el voltaje de la potencia generada es un valor cercano a lo necesitado por el usuario.

Aunque esta política empieza a ser habitual en algunos países, la instalación de recursos de pequeña escala se está extendiendo sin un estudio serio de su eficiencia y viabilidad, debido en gran parte a que no se cuenta con modelos que permitan hacer análisis y predicciones sobre su utilidad real.

Por todo lo expuesto, en este trabajo se ha considerado interesante analizar el sistema de suministro para dos modelos de demanda, una vivienda y una pequeña industria o comercio, utilizando sistemas eléctricos renovables de pequeña escala situados cerca del usuario, con conexión a la red eléctrica. Con ello se ha conseguido desarrollar una plataforma de simulación que permite analizar distintas configuraciones tanto de demanda de potencia como de generadores de energía renovable y obtener

conclusiones sobre el consumo eléctrico lo que permite predecir el coste económico y el posible ahorro energético.

El modelo está desarrollado en Matlab/Simulink, una herramienta muy extendida en el ámbito académico e industrial, lo que facilita el ahondar en este tema que en la actualidad despierta un gran interés, tanto desde el punto de vista económico como de medio ambiente.

Para ello se han modelizado y simulado cada uno de los sistemas utilizados, tanto el recurso solar y el eólico, como el sistema fotovoltaico y el aerogenerador, así como las demandas. Es decir, todos los elementos que intervienen en este escenario, obteniendo datos que permiten analizar el mejor aprovechamiento de los recursos.

En los modelos de los recursos de energía renovable se han incorporado una serie de especificaciones y perturbaciones aleatorias que los hacen más cercanos a la realidad, y que no están contemplados en otros estudios. Tampoco se recoge en la literatura modelos donde se presente la conexión entre las fuentes de los recursos renovables y los sistemas generadores de estas energías.

Por último, y en base a este modelo, se estudia la contribución de los recursos renovables a la demanda de potencia de dos sistemas frecuentes en el escenario del consumo eléctrico como son una vivienda y una pequeña industria o comercio, lo que permite decidir las características de los generadores de energías renovables que sería más conveniente instalar para cubrir esas necesidades.

También se investiga dependencia de transferencia de potencia entre los sistemas de suministro y la red eléctrica según los modelos de los recursos renovables y la demanda de potencia. No se han considerado sistemas de almacenamiento de la energía, que quedan fuera de este trabajo.

El artículo se organiza de la siguiente manera. En la sección 2 se presenta el escenario que se va a analizar y los modelos de los recursos naturales, tanto el solar como el eólico. Las secciones 3 y 4 tratan, respectivamente, de la modelización del panel fotovoltaico y de un aerogenerador de pequeño tamaño. En la sección 5 se presenta el modelo final del sistema completo, así como los resultados de las simulaciones para distintas situaciones. En la última sección se resumen las conclusiones correspondientes al análisis realizado.

## 2. Escenario

Se considera un paisaje urbano con generadores de energía de pequeña escala y ciertas demandas. Cada foco de demanda está alimentado por un conjunto de generadores que conforman un subsistema, y además está conectado a la red eléctrica.

Se van a analizar dos tipos de demandas de energía, subsistemas S1, vivienda, y S2, pequeña industria o comercio. Esta configuración se puede extender a otros tipos de demandas con distintos requerimientos energéticos, o a sistemas conectados con otras configuraciones.

Cada subsistema generador de energía está formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos (matriz FV) y un aerogenerador de pequeño tamaño. Las flechas en la figura 2 indican la posible dirección de transferencia de la energía.

Para el propietario del subsistema hay varias maneras de tratar la parte económica de la conexión a la red. En este estudio se considera que la energía se vende y se compra a la red eléctrica.

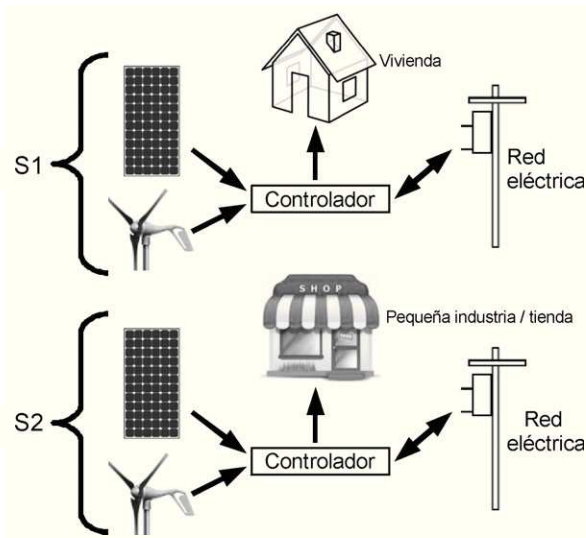


Figura 2. Esquema del sistema energético de los focos de demanda.

Los modelos desarrollados en Matlab/Simulink son los siguientes:

- Programa “dia-solar” (Matlab): simula el recurso solar.
- Programa “dia-viento” (Matlab): simula el recurso eólico.
- Modelo del modulo fotovoltaico (Simulink).
- Modelo del aerogenerador de pequeña escala (Simulink).
- Modelo del sistema completo en Simulink, es decir la conexión de los programas y modelos anteriores según la figura 2.

### 2.1. Modelo del Recurso Solar

En general, tanto para este modelo como para el del viento, es importante considerar las perturbaciones debidas a factores ambientales como nubes, turbulencias, efectos térmicos locales y obstáculos, entre otros. Debido a esto, los programas para la generación de estos recursos tienen elementos tanto deterministas como aleatorios.

Los patrones generales del recurso solar están bien establecidos mediante relaciones astronómicas y geométricas. Es relativamente fácil estimar la radiación solar incidente en un colector en un día despejado.

La irradiancia solar que llega a la tierra tiene dos contribuciones: la directa  $G_b$  [W/m<sup>2</sup>], y la difusa  $G_d$  [W/m<sup>2</sup>]. La primera representa la radiación que viaja desde el sol a la superficie colectora en la Tierra en línea recta. La segunda no tiene dirección determinada debido a los procesos de scattering y normalmente tiene menor calidad en la conversión de la energía solar. Por lo tanto, la radiación global, o total, recibida en un colector terrestre se expresa como:

$$G_g = G_b + G_d \tag{1}$$

La irradiancia se define como radiación total recibida por m<sup>2</sup>.

Además de las condiciones atmosféricas, la energía recibida depende de la latitud del sitio y la orientación del colector. El efecto de estos factores se expresa mediante el ángulo de incidencia, definido como el ángulo entre la radiación directa y la

normal del plano del colector para cualquier orientación y hora (Sen, 2008).

Se ha desarrollado un programa que simula un día solar representativo de cada mes respecto a la intensidad de la irradiancia y al número de horas de sol. Existen varios modelos para estimar la radiación solar en días despejados (Duffie and Beckman, 1991), los cuales utilizan las relaciones geométricas entre el sol y un colector en Tierra, así como un modelo semi-empírico, para estimar la radiación incidente en un plano con una orientación cualquiera.

Se ha trabajado con la radiación extraterrestre y las relaciones empíricas para estimar la radiación directa y difusa para sitios con una atmosfera estándar de 23 Km de visibilidad y para una altura menor que 2.5 Km. Se define el coeficiente de transmisión de la radiación directa,  $\tau_b$ , como la razón entre la irradiancia directa terrestre ( $G_b$ ) y la irradiancia extraterrestre ( $G_o$ ):

$$\tau_b = \frac{G_b}{G_o} = a_0 + a_1 \exp\left(\frac{-k}{\cos \theta_z}\right) \tag{2}$$

donde  $G_o$  se obtiene a partir del ángulo cenital,  $\theta_z$ , ángulo entre la normal del plano horizontal y la radiación directa.

Los tres parámetros,  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $k$ , representan las condiciones atmosféricas y se calculan a partir de las siguientes ecuaciones:

$$r_0 = \frac{a_0}{a'_0} \tag{3}$$

$$r_1 = \frac{a_1}{a'_1} \tag{4}$$

$$r_k = \frac{k}{k'} \tag{5}$$

$$a'_0 = 0.4237 - 0.00821(6 - A)^2 \tag{6}$$

$$a'_1 = 0.5055 + 0.00595(6.5 - A)^2 \tag{7}$$

$$k' = 0.2711 - 0.01858(2.5 - A)^2 \tag{8}$$

siendo  $A$  [Km] la altitud del lugar, y  $r_0$ ,  $r_1$  y  $r_k$  las constantes que caracterizan las diferentes zonas climáticas. Los parámetros  $r_0$ ,  $r_1$  y  $r_k$  están definidos para cuatro diferentes tipos de climas: “trópico”, “latitud media verano”, “sub-antártico”, y “latitud media invierno”. En la Tabla 1 se pueden ver estos parámetros para cada tipo de clima (Duffie and Beckman, 1991).

La componente difusa de la radiación se relaciona con el coeficiente de transmisión de radiación directa mediante (9):

$$\tau_d = \frac{G_d}{G_o} = 0.271 - 0.294\tau_b \tag{9}$$

Tabla 1. Parámetros correspondientes al modelo de días despejados según el tipo de clima.

Tipo de clima	$r_0$	$r_1$	$r_k$
Trópico	0.95	0.98	1.02
Latitud media verano	0.97	0.99	1.02
Sub-antártico	0.99	0.99	1.01
Latitud media invierno	1.03	1.01	1.00

En el programa “día-solar” se calcula primero la irradiancia extraterrestre en el plano inclinado con un tiempo de muestreo de 10 minutos. Luego se aplica el modelo de día despejado para estimar las irradiancias directa, difusa y global para los días característicos del año. El día característico se ha definido como el día más cercano a la declinación promedio de cada mes, entendiendo por la declinación la posición angular del sol respecto al plano del ecuador al medio día solar.

Esto nos permite simular la irradiancia de un día despejado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el recurso solar actúa de manera bastante imprevisible, y en una situación real sabemos que la mayoría de los sitios no tienen siempre cielos despejados. La mayoría de los modelos que se encuentran en la literatura no contemplan esta posible variabilidad. Esta es la razón por la que se han incluido en nuestra implementación elementos aleatorios de distorsión del recurso solar.

En la figura 3 se muestra datos reales de dos días de irradiancia (CNA, Mérida, México, 2008). Se observa en la figura que el 15 de mayo fue un día bastante despejado pero en el 14 de mayo hubo mayor atenuación de la irradiancia. Entre las 07:00 y 17:00 hay atenuación por nubosidad ligera y al final del día aparecen nubes más grandes que reducen la irradiancia a un nivel muy bajo (pero distinto de cero). Lo que se ha implementado en nuestro programa de simulación de un día solar es un día despejado con posible atenuación de la irradiancia por nubosidad ligera y/o mayor. Este modelo se ajusta bastante a la realidad, como hemos podido verificar.

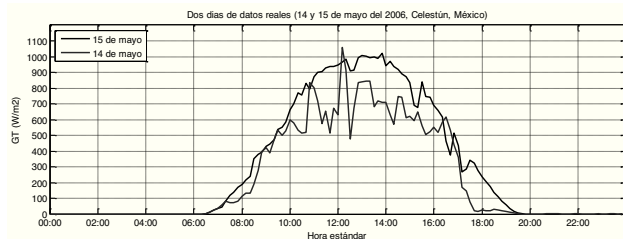


Figura 3. Dos días (14 y 15 de mayo del 2006) de datos reales de irradiancia medida en el plano horizontal en Celestún, México.

El usuario tiene la posibilidad de definir uno de los cuatro siguientes tipos de días:

1. completamente despejado
2. parcialmente despejado: un día con poca nubosidad que altera la radiación directa durante periodos de tiempo cortos
3. parcialmente nublado: un día con alta nubosidad que corta toda la radiación directa durante unos intervalos más largos del día.
4. completamente nublado: un día sin radiación directa.

En el caso 1 no hay reducción de la radiación global y es igual que en el modelo de días despejados. En el caso 2 se añade una función que selecciona un número aleatorio según una distribución uniforme en un intervalo definido para cada dato del día solar. El mínimo del intervalo está determinado mediante un factor de nubosidad,  $f_n$ , para cada mes del año,  $0 \leq f_n \leq 1$ . Si  $f_n = 0$ , no hay atenuación de la radiación directa; si  $f_n = 1$ , hay posibilidad de que toda la radiación directa esté eliminada. El máximo del intervalo está determinado por la radiación directa en cada punto del día. En el caso 3 existe atenuación de la radiación directa como en el caso 2 pero, además, se han añadido tres funciones que seleccionan aleatoriamente dos posiciones distintas del vector de datos del día. Entre los dos puntos de cada intervalo

se elimina completamente la radiación directa. El rango de los tres intervalos está distribuido simétricamente a lo largo del día. Además el rango del intervalo solapa el rango del intervalo vecino en una posición. Así en el caso 3, además de la atenuación debida a nubes pequeñas, hay cierta posibilidad de que hasta tres nubes grandes cubran toda la radiación directa durante periodos más largos del día. Finalmente, en el caso 4 sólo está presente la radiación difusa.

Se ha considerado que solamente la radiación directa está afectada por la nubosidad. Aunque también la radiación difusa podría verse influida, se supone que esta variación afectaría muy poco al suministro de los sistemas fotovoltaicos por lo que no se tiene en cuenta en el modelo.

En resumen, para generar un día característico de irradiancia de cada mes el usuario define:

- la latitud, la inclinación del plano y el ángulo azimut.
- la altitud y los parámetros atmosféricos relacionados con el modelo de los días despejados.
- el tipo de día (1, 2, 3 ó 4) y el factor de nubosidad de cada mes.

## 2.2. Resultados de simulación del día solar

Como ejemplo de funcionamiento del programa de simulación de un día solar real, se muestran los resultados obtenidos con los siguientes parámetros:

- Latitud = 40° sur
- Inclinación del plano = latitud
- Ángulo azimut = 0°
- Altitud = 600 m,  $r_0 = 0.97$ ,  $r_l = 0.99$ ,  $r_k = 1.02$
- factor de nubosidad,  $f_n$ , para los meses marzo, abril, mayo, junio es, respectivamente, 0.75, 0.30, 0.10, 0.20, 0.40, y 0.20.

En la figura 4 se presenta un día solar característico del mes de marzo. La línea negra representa la irradiancia del día despejado, la línea azul es la irradiancia del día según la selección del tipo de día, y la línea roja muestra la radiación difusa. En este ejemplo se ha seleccionado día tipo 2 (parcialmente despejado).

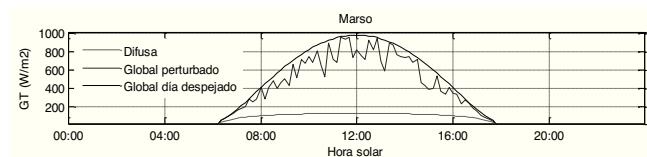


Figura 4. Ejemplo de día característico de insolación del mes de marzo, tipo 2 (parcialmente despejado).

En la figura 5 se ha muestra un día solar de junio para día tipo 3 (parcialmente nublado). Ahora se puede ver que, además de una nubosidad ligera, se han generado unas nubes grandes que eliminan toda la radiación directa durante unos intervalos del día.

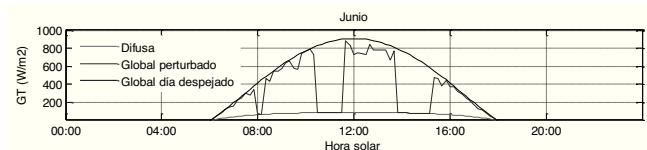


Figura 5. Ejemplo de día característico de insolación del mes de junio, tipo 3 (parcialmente nublado).

Además estarían los días tipo 1 (completamente despejado), donde la irradiancia nunca está atenuada y sigue las curvas negras



de las figuras anteriores. La línea roja representaría el día tipo 4 (completamente nublado).

Debido a los diferentes factores de nubosidad, la atenuación de la radiación directa tiene un comportamiento diferente para cada mes. Cuanto menor es el factor de nubosidad, la irradiancia típica del día se acerca más a la irradiancia del día despejado. Se ha comprobado en la simulación, como cabría esperar, que el número de horas de sol y la irradiancia máxima aumenta cuando se acerca el verano para el plano horizontal. Para el plano inclinado, el máximo de la intensidad no siempre ocurre en el verano, sino depende en la orientación del colector.

### 2.3. Modelo del viento

Una de las características principales del viento es su gran variabilidad. Sin embargo, se pueden descubrir algunas tendencias a largo plazo en función de la situación geográfica, altitud y topografía (Burton *et al.*, 2001)

En las mediciones de viento, normalmente sólo interesa la parte horizontal. Su velocidad se puede medir mediante un anemómetro de cazoletas. La potencia del viento por unidad de área en función de la velocidad está descrita por (10):

$$P = A \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (10)$$

siendo  $P[W]$  la potencia que atraviesa el área  $A[m^2]$ ,  $\rho [kg/m^3]$  la densidad del aire, y  $v[m/s]$  la velocidad del viento. De (10) se deduce que los cambios en la velocidad del viento afectan mucho al sistema de suministro eléctrico.

El año proporciona un intervalo de tiempo natural cuando la insolación durante ese periodo es cíclica. La variación diaria del viento viene dada en función de la insolación y de los efectos térmicos del lugar.

Las fluctuaciones del viento a una escala de tiempo menor que 10 minutos se consideran turbulencias. El origen de las turbulencias se encuentra en las rugosidades de la superficie y los efectos térmicos. Muchas veces estas dos causas actúan al mismo tiempo. La naturaleza caótica de la turbulencia hace muy difícil predecirlas o describirlas matemáticamente.

La idea del programa “día-viento” es parecida a la del programa que genera el recurso solar. Se quiere establecer un día representativo de cada mes para la velocidad del viento con datos cada 10 minutos. Como no hay un desarrollo matemático espacial y temporal como en el caso del recurso solar, se ha utilizado el método descrito a continuación que constituye una propuesta novedosa.

Se puede considerar que el viento tiene una velocidad media, variando en el plazo de una a varias horas con los efectos de las turbulencias superpuestos (Burton *et al.*, 2001). Basándose en esto, el día ha sido dividido en seis tramos lineales. El punto inicial de cada tramo es el punto final del anterior. El usuario define el punto inicial del primer tramo y las pendientes de cada uno. Aunque estas pendientes de los tramos son iguales para todos los días característicos del año, la velocidad inicial está definida por mes.

Los efectos de las turbulencias se simulan mediante una función que modifica el valor de cada punto según una distribución normal. El usuario define la desviación estándar que afectará cada dato del viento del día, y este parámetro es igual para todos los meses.

El recurso eólico generado con el programa se ha comparado con las bases de datos de Celestún (México), de Ambewela (Sri Lanka) y de Madrid (España) para varias alturas. En los dos primeros casos el tiempo de muestreo fue 10 minutos y en el último 5 minutos.

Al comparar los días de viento generados por el programa con los datos reales se observó que, aparte de fluctuaciones pequeñas debido a las turbulencias, también aparecen fluctuaciones intensas y cortas. Para tener esto en cuenta, se incorporó al modelo la posibilidad de generar máximos y mínimos muy distintos del perfil original. El programa genera un número de máximos/mínimos en posiciones aleatorias durante el día; que la fluctuación sea un máximo o un mínimo es aleatorio. La intensidad de la fluctuación está determinada por un parámetro llamado factor de picos. Un valor igual a 1 significa que la velocidad del viento en este punto se duplica. La fluctuación incluye dos puntos consecutivos, es decir, 20 minutos, porque en los datos reales observados las fluctuaciones grandes de este tipo duran por lo menos ese tiempo.

Finalmente, a cada tramo se le asigna una variación aleatoria según una distribución normal, para proporcionar la opción de generar diferentes perfiles del día para los días característicos del año. Para cada tramo, la pendiente viene dada por el valor medio de la distribución normal y el usuario define la desviación estándar. Además se contempla la posibilidad de generar un perfil distinto cada vez que se ejecuta el programa, modificando la desviación estándar de los tramos.

### 2.4. Resultados de la simulación del recurso natural eólico

Para generar y simular días de viento en el programa desarrollado, se han introducido los siguientes datos:

- Velocidad inicial del viento del día de cada mes: enero, febrero, marzo = 3.5, 5.5, 7.0 m/s respectivamente.
- Las pendientes de los seis tramos:  $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6 = -0.04, -0.06, 0.16, 0.00, -0.18, 0.18$  m, respectivamente.
- La desviación estándar de cada tramo,  $\sigma_{1-6} = 0.08$  m/s
- Factor de picos = 0.4 y número de picos = 8
- Factor de turbulencia (la desviación estándar de cada dato) = 0.5

En la figura 6 se muestran los días característicos de los meses de enero, febrero y marzo. Se observa que hay un patrón general del perfil con un máximo alrededor del medio día. Sin embargo, también se ve que hay muchas diferencias en los perfiles, por ejemplo, después de las 20:00 horas, entre unos meses y otros.

La turbulencia está presente en forma de pequeñas fluctuaciones, perturbando el perfil general. Las fluctuaciones grandes también son fáciles de observar cuando se alejan mucho del perfil. El número de fluctuaciones grandes se fijó a ocho. En las figuras no se distinguen ocho picos claramente debido a dos causas: primero, el parámetro factor de picos no es muy grande y su efecto puede confundirse con el provocado por las turbulencias. Segundo, las turbulencias también actúan sobre las fluctuaciones grandes y puede hacer bajar (o subir) los máximos y mínimos. Si el programa se ejecutara de nuevo saldrían unos días parecidos pero no iguales.

En la figura 7 se presenta una comparación entre datos reales de medida de viento (línea roja) y un día simulado con el programa “día-viento” (línea azul). Los datos simulados están intencionadamente elevados con un off-set por encima de los

datos reales para permitir compararlos mejor. Se muestran en esa figura los de Ambewela, Sri Lanka, a 40 m, el 12 de febrero 2001.

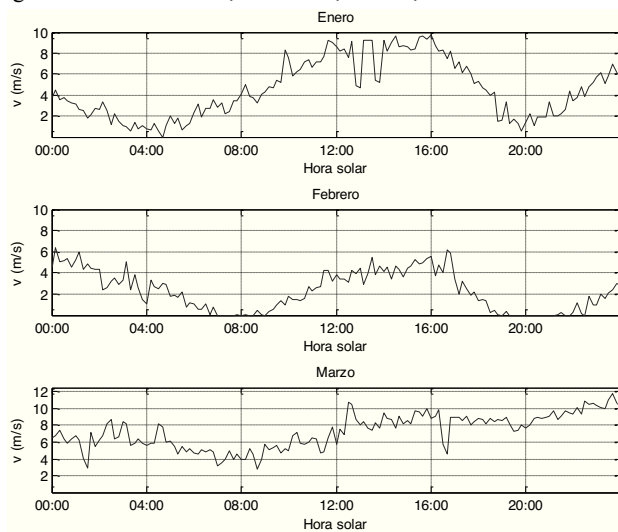


Figura 6. Simulación del viento de tres días característicos de tres meses distintos.

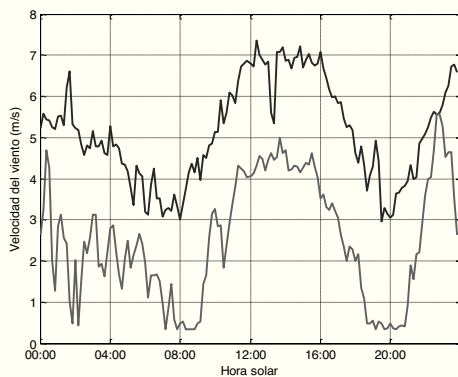


Figura 7. Día de viento simulado (línea azul) y datos reales (línea roja).

Se ha comprobado que es posible generar días de viento bastante complejos y parecidos a los reales, aunque hay ciertos aspectos de la simulación que quizás se podrían mejorar aumentando el número de tramos. No obstante, el método utilizado ha dado buenos resultados para el objetivo del trabajo, y se ha preferido no complicarlo más.

### 3. Modelo del Módulo Fotovoltaico

La energía solar es un área que ha experimentado un fuerte crecimiento, tanto en investigación como en instalaciones. Los sistemas fotovoltaicos están bajando de precio y aumentando su rendimiento (Twidell and Weir, 2006). También se está realizando un considerable esfuerzo por parte de muchos grupos de investigación con el objeto de mejorar la eficiencia de las plantas termosolares (Rubio *et al.*, 2006).

La máxima irradiancia terrestre está por debajo de  $1000 \text{ W/m}^2$  y un módulo fotovoltaico en operación tiene una eficiencia alrededor del 10%. Es decir, la potencia generada por el módulo es del orden de  $100 \text{ W/m}^2$  como máximo. Esto supone una densidad de potencia relativamente pequeña lo que, junto con el precio de la instalación, son sus principales desventajas. Pero, por

otro lado, esta tecnología tiene grandes ventajas. En primer lugar, la máxima generación de potencia coincide en muchos casos con la demandada por la actividad humana durante el día. Además, es una tecnología fácilmente integrable en la sociedad debido a que su impacto visual es muy reducido, a la ausencia de ruido y a las pocas necesidades de mantenimiento. Incluso aunque el coste relativo es grande (precio/W instalada), el precio de la instalación está dentro de un orden de magnitud razonable para que una persona individual pueda considerar esa inversión.

En este trabajo se ha desarrollado un modelo general de un módulo fotovoltaico para la generación de potencia eléctrica a partir de la insolación. La idea es basar el modelo en parámetros fácilmente obtenibles de los datos de los fabricantes. El desarrollo del modelo sigue el método descrito por (Tsai, Tu, y Su, 2008) y (Hansen *et al.*, 2000). El comportamiento del módulo fotovoltaico se presenta mediante curvas de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V), y se ha validado comparando las del modelo con las especificaciones reales de varios fabricantes.

La célula fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad mediante el uso de semiconductores dopados. Existe una gran cantidad de literatura sobre cómo describir la célula o celda solar. Al actuar como un generador de corriente continua, se puede representar mediante su correspondiente circuito equivalente (Luque y Hedegus, 2003). El circuito equivalente de un módulo fotovoltaico genérico consiste en un número de celdas en paralelo y en serie. Una conexión en paralelo aumenta la generación de corriente y una conexión en serie aumenta el voltaje. Aunque existe una variedad de posibilidades, lo más común es conectar las celdas únicamente en serie, con lo que se aumenta el voltaje añadiendo células para alcanzar la potencia necesaria.

Un elemento que define el rendimiento de una célula solar, y por lo tanto del módulo fotovoltaico, es el factor de idealidad,  $A$ , que afecta a la forma de las curvas I-V y P-V. Cuanto mayor es  $A$ , más se aleja de la forma ideal y se reduce la generación de potencia (Tsai, Tu, y Su, 2008). En régimen de operación también influyen otros factores como la suciedad y la degradación de los contactos. En condiciones estándar en los laboratorios se han conseguido rendimientos de alrededor del 25% para una célula de silicio mono-cristalino y del 20% para silicio poli-cristalino (Green *et al.*, 2006).

En el modelo en Simulink que implementa las ecuaciones por la que se rige el funcionamiento del módulo solar (Figura 8) se ha desarrollado también un interface gráfico, de forma que el usuario pueda introducir los datos de fabricación: número de células, en serie y/o paralelo, voltaje en circuito abierto, corriente de cortocircuito, factor de idealidad, temperatura, etc. Las entradas al modelo son el voltaje de operación, la irradiancia y la temperatura de la célula; las salidas son la corriente y la potencia.

Se ha comprobado que las curvas I-V y P-V generadas por el modelo para una célula o para uno o varios módulos fotovoltaicos se adecuan a los datos del fabricante. Por ejemplo, en la figura 9 se simulan las curvas obtenidas por nuestro modelo para el módulo fotovoltaico Kyocera KC130GT, que tiene una capacidad nominal de 130 W. Los datos proporcionados por los fabricantes se usaron como parámetros de configuración en el modelo. En la figura 9.a) se muestra la dependencia con la temperatura de la célula. Como era de esperar, el voltaje del circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura, y la corriente de cortocircuito sube ligeramente. La figura 9.b) representa la dependencia con la irradiancia. Se observa que a menor irradiancia se reduce la corriente de cortocircuito radicalmente y el voltaje de circuito abierto aumenta ligeramente.

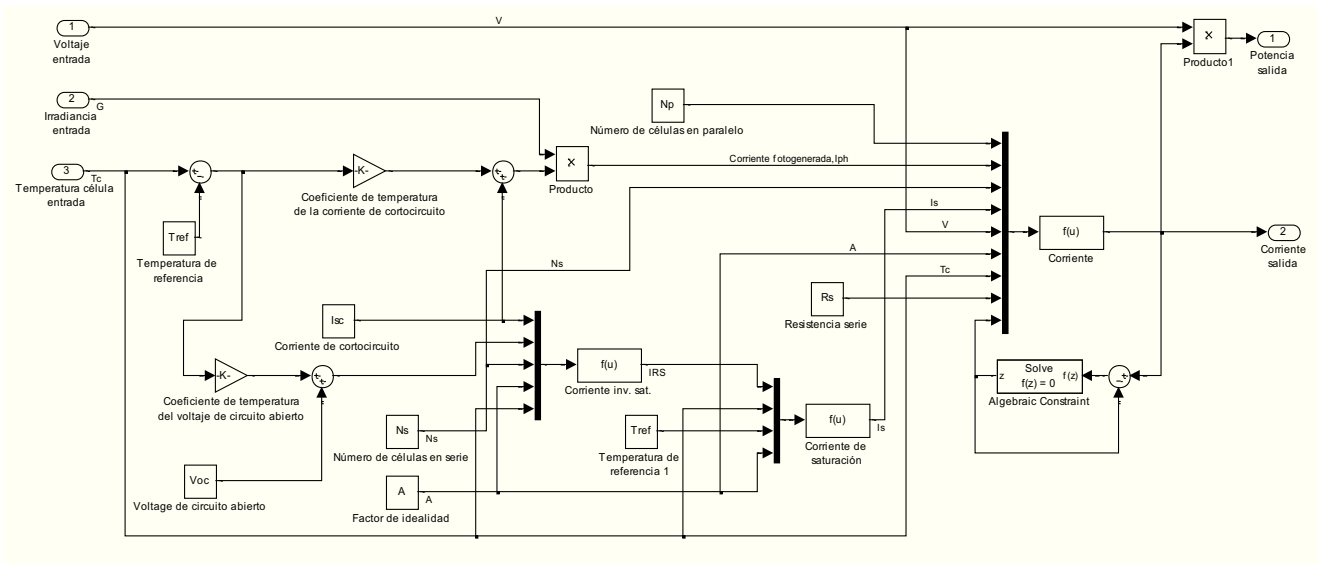


Figura 8. Implementación del módulo solar en Simulink.

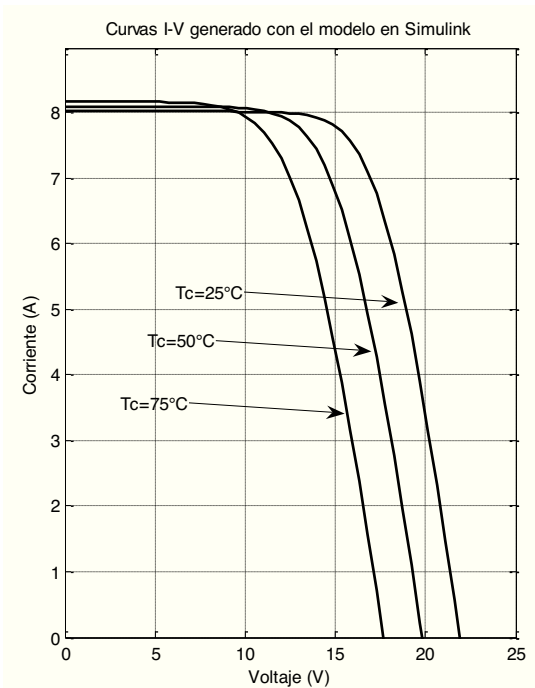


Figura 9.a). Curvas I-V para un módulo solar KC130GT, simuladas con el modelo en Simulink para diferentes temperaturas de la célula.

La mayor diferencia encontrada entre el modelo y los datos del fabricante está en la pendiente de la corriente de cortocircuito para caídas de voltajes altos. La curva real de la corriente del KC130GT tiene ligeramente mayor pendiente. Es posible que la diferencia se deba a la simplificación del modelo y que en éste se sobreestime ligeramente la generación de potencia. En los otros módulos fotovoltaicos que se han simulado no se observa esta diferencia.

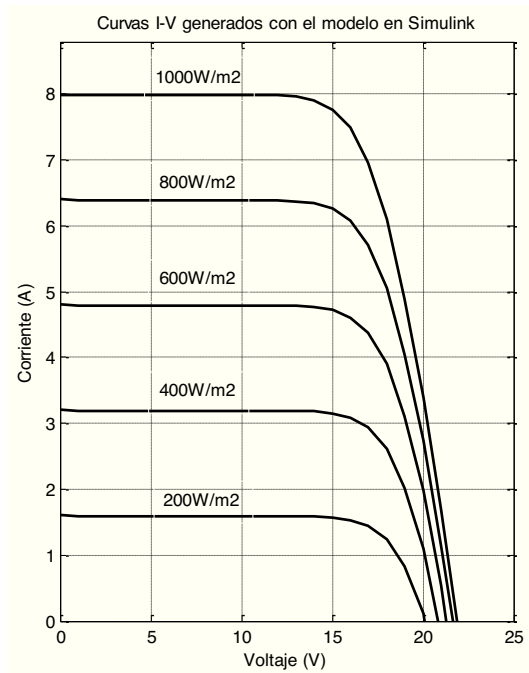


Figura 9.b). Curvas I-V de un módulo solar KC130GT, simuladas con el modelo en Simulink para diferentes irradiancias.

Finalmente, en la figura 10 se muestra la generación de potencia de un día usando el programa “día-solar” para generar el suministro de energía solar y el modelo del módulo fotovoltaico KC130GT. Se ha fijado la temperatura de la célula a 25°C y el voltaje del módulo a 17.6 V, que es el voltaje de máxima potencia especificado por el fabricante. Se observa que la generación de potencia sigue las variaciones bruscas de la insolación y que a una irradiancia cercana a 1000 W/m<sup>2</sup> el módulo tiende a su capacidad nominal de 130 W.

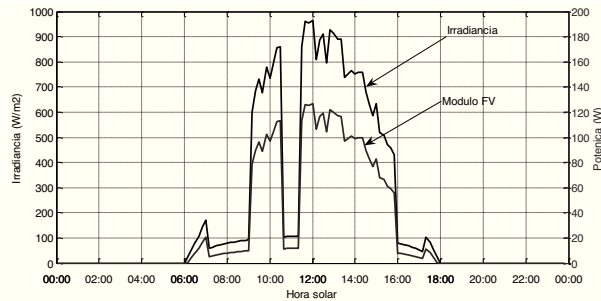


Figura 10. Simulación de un día de irradiancia junto con la generación de potencia para ese mismo día del módulo solar KC130GT,  $T_c=25^\circ\text{C}$ ,  $V=17.6\text{V}$ .

El voltaje de operación es muy importante para optimizar la generación de potencia, por lo que los sistemas fotovoltaicos suelen usar seguidores de máxima potencia. En este trabajo se ha fijado el voltaje suponiendo el uso de un seguidor. También se ha adoptado una simplificación respecto de la temperatura de la célula considerándola constante a lo largo del día.

Este modelo se comporta de acuerdo con la teoría y las especificaciones de los fabricantes, y refleja la situación que cabría esperar cuando se integra con el recurso natural solar.

#### 4. Modelo del Generador Eólico

Los precios de instalación de los aerogeneradores suelen ser grandes pero, una vez instalados, el coste de operación es muy bajo y la generación de potencia elevada. Estos factores hacen la energía eólica muy competitiva en el mercado de energías renovables, con costes cercanos a otras fuentes convencionales como el carbón y el gas natural.

Hay además una gran variedad de aplicaciones que aprovechan la fuerza del viento para la generación de potencia eléctrica. El rango de la capacidad nominal de los aerogeneradores se encuentra entre unos cientos de Watios hasta 7 MW (Enercon, 2011). En consecuencia, la tecnología involucrada varía mucho de unos generadores a otros. Las principales diferencias hacen relación a aspectos aerodinámicos, eléctricos, al sistema de control y al material utilizado. Los aerogeneradores pueden estar conectados directamente a la red eléctrica o se pueden utilizar para un almacenamiento local. La generación de potencia es casi siempre de corriente alterna, pero también puede ser de corriente continua en el caso de aerogeneradores de menor tamaño, por ejemplo, para carga de baterías en sistemas autónomos (Masters, 2004).

La estructura básica de un aerogenerador eléctrico consiste en un rotor para la extracción de la energía del viento, una caja de cambios y un generador eléctrico (Burton *et al.*, 2001). El más común es el aerogenerador de eje horizontal con tres palas, y es el que hemos simulado en este artículo. Gira debido a la fuerza de sustentación generada por el perfil de las palas y por eso puede llegar a alcanzar una velocidad angular mayor que la velocidad del viento.

El giro del rotor provoca un par mecánico en la caja de cambios que se transmite al generador eléctrico. El papel de la caja de cambios es proporcionar la velocidad adecuada para el generador. Una clasificación común de los aerogeneradores es según trabajen a una velocidad (angular) fija o variable. El primer tipo indica que, a cualquier velocidad del viento, la velocidad de giro se mantiene fija y es determinada por la

frecuencia de la red eléctrica, por el diseño del generador eléctrico y por la caja de cambios (Ackermann, 2005).

Últimamente, el aerogenerador de velocidad variable es el más utilizado. Mediante un sistema de control se mantiene el par mecánico del generador eléctrico bastante constante y absorbe las fluctuaciones del viento con los cambios en la velocidad de giro del generador (Gonzalez *et al.*, 2010). Se puede ajustar la velocidad de giro del aerogenerador en función del viento para extraer la energía con la máxima eficiencia.

Todos los aerogeneradores incorporan algún tipo de control de potencia. Muchos utilizan una regulación por cambio del ángulo de paso (*pitch*) y en efecto modifican la fuerza de sustentación para extraer más potencia en vientos bajos y reducir la extracción de potencia en vientos muy fuertes.

Debido al enfoque práctico de este trabajo interesa trabajar con un aerogenerador de pequeño tamaño. Se estableció el uso de un aerogenerador con una capacidad nominal alrededor de 7 kW (habrá que cubrir una demanda de ese orden), sin caja de cambios ni regulación de las palas. Usa un generador eléctrico sincrónico de corriente alterna con imanes permanentes.

El aerogenerador está equipado con una veleta y, para vientos fuertes, el disco del rotor se gira automáticamente para reducir el área de captura del viento y no dañar el equipo (mecanismo de plegado o *furling*) (Arifujjaman, Iqbal y Quaicoe, 2008; Audierne *et al.*, 2010). En consecuencia, la curva de potencia de este tipo de aerogenerador tiene una caída brusca a partir de una cierta velocidad del viento, como se ha simulado en la figura 11 (Khan, y Iqbal, 2009).

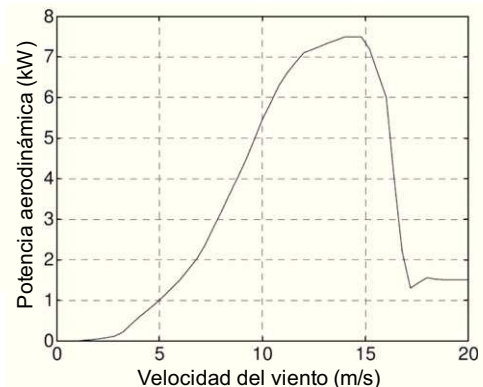


Figura 11. Curva de potencia típica de un aerogenerador pequeño que utiliza el mecanismo de plegado o *furling* como mecanismo de control a altas velocidades de viento.

El par mecánico provocado por el viento en el generador viene dado por (Ackermann, 2005):

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \frac{C_p}{\lambda} \quad (11)$$

siendo  $\rho$  la densidad del aire,  $R$  el radio de la pala,  $v$  la velocidad del viento,  $C_p$  el coeficiente de potencia y  $\lambda$  la velocidad de punta de pala (13)

$$\lambda = \frac{R\omega}{v} \quad (12)$$

donde  $\omega$  es la velocidad angular.



El coeficiente de potencia describe la eficiencia de rotor y está definido como:

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \tag{13}$$

siendo  $P_v$  la potencia del viento incidente, que se puede calcular con (10), y  $P_m$  la potencia mecánica extraída del viento.

Se puede deducir que la máxima extracción de potencia ocurre cuando la velocidad del viento después del disco del rotor es un tercio de la velocidad del viento inicial. En este caso,  $C_p = 59.3\%$ , un valor llamado límite de Bétz. La curva  $C_p-\lambda$  describe la eficiencia de la generación de potencia mecánica del aerogenerador. La forma es bastante parecida entre aerogeneradores tri-palas; sin embargo hay diferencias respecto al óptimo de la relación de velocidad de punta de pala.

El coeficiente de potencia se ha aproximado con la expresión general de la ecuación (14), donde  $\theta$  es el ángulo de pitch y  $\lambda_i$  es la relación de velocidad de punta de pala en cada instante. El ángulo de pitch se fijó a cero durante la simulación y se usaron los valores de la tabla 2 para un aerogenerador de velocidad variable, que es nuestro caso.

$$C_{p,1}(\lambda, \theta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \theta - c_4 \theta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(\frac{-c_7}{\lambda_i}\right) \tag{14}$$

Tabla 2. Constantes de la ecuación (14) para el cálculo del coeficiente de potencia (Ackermann, 2005).

$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$
0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4

Para incorporar en la simulación el efecto del mecanismo de plegado (*furling*) se estableció que el coeficiente de potencia empieza a actuar a partir de una cierta velocidad del viento, llamada  $v_{cambio}$ , y que sigue la forma de la curva de potencia de la figura 11. Se determinó un polinomio  $C_{p,2}$  para generar la caída de la curva de potencia y luego una línea recta  $C_{p,3}$  para mantener la generación de potencia hasta la máxima velocidad del viento permitida,  $v_{final}$ . Resultó más fácil expresar  $C_{p,2}$  y  $C_{p,3}$  en función de la velocidad del viento y no de  $\lambda$  como en la expresión general. La siguiente ecuación resume el cálculo del coeficiente de potencia:

$$C_p = \left\{ \begin{array}{l} C_{p,1}(\lambda) \text{ para } 0 \leq v < v_{cambio} \\ C_{p,2}(v) \text{ para } v_{cambio} \leq v < v_{cambio} + 2 \\ C_{p,3}(v) \text{ para } v_{cambio} + 2 \leq v \leq v_{final} \end{array} \right\} \tag{15}$$

Los factores de potencia a partir de  $v_{cambio}$  vienen dados por (16) y (17), y los coeficientes correspondientes son los indicados a continuación.

$$C_{p,2} = P_1 v^3 + P_2 v^2 + P_3 v + P_4 \tag{16}$$

$$C_{p,3} = (v - (v_{cambio} + 2))P_5 + P_6 \tag{17}$$

$$P_1 = 0.0210; P_2 = -0.8610; P_3 = 11.6495; \\ P_4 = -51.9338; P_5 = -0.0008; P_6 = 0.008$$

Esta descripción del plegado es el único mecanismo de control incluido en el modelo del aerogenerador. La extracción

de máxima potencia a vientos bajos y medios no se ha considerado.

El viento está medido con un anemómetro en un punto en el espacio, pero no es igual a lo que ve el plano del rotor. Hay que tener en cuenta que aunque el rotor es relativamente pequeño, la fuerza del viento es proporcional a la velocidad del viento elevada al cubo (10).

Un tratamiento común (Ackermann, 2005; Arifujjaman, Iqbal y Quaicoe, 2008; Khan y Iqbal, 2009), es usar un filtro paso bajo para promediar el viento sobre el disco del rotor. Se ha implementado mediante la siguiente función (Vihriala, 2002; Khan y Iqbal, 2009),

$$\frac{v_{filt}}{v} = \frac{\sqrt{2} + \beta s}{(\sqrt{2} + \sqrt{a}\beta s) \left(1 + \frac{\beta}{\sqrt{a}} s\right)}; \beta = \frac{\phi_d R}{v_{wf}} \tag{18}$$

donde  $a$  es un parámetro empírico,  $\Phi_d$  es el factor de decaimiento sobre el disco del rotor, y  $v_{wf}$  es la velocidad promedio del viento en ese lugar.

Otro fenómeno aerodinámico a considerar es el retardo de la reacción de las palas a los cambios bruscos del viento. El efecto resultante puede ser modelado como un filtro de retardo (Vihriala, 2002; Khan y Iqbal, 2009):

$$\frac{v_{efectivo}}{v_{filt}} = \frac{a_i s + 1}{s + \frac{1}{\tau_1}} \tag{19}$$

siendo  $a_i$  un parámetro empírico y  $\tau_1$  la constante de tiempo del filtro.

La mayoría de los aerogeneradores hasta una capacidad nominal de 10kW usan un generador síncrono de imán permanente (Manwell, McGowan y Rogers, 2002; Twidell y Weir, 2006). Un generador síncrono produce una corriente alterna con una frecuencia que es función de la velocidad rotacional. El aerogenerador de este estudio es de velocidad variable, lo que resultará en una frecuencia variable. Una manera de resolver este problema es mediante una rectificación de la corriente alterna para luego invertirla a la frecuencia deseada. Como simplificación, en este proyecto se ha usado una máquina de corriente continua para representar el generador de corriente alterna con la salida rectificadora, un método también utilizado por (Khan y Iqbal, 2009).

La entrada al generador eléctrico es la velocidad angular del rotor, y la salida es el voltaje y la corriente de armadura. En la figura 12 se muestra el circuito equivalente que representa la máquina de corriente continua con imanes permanentes (Krishnan, 2001).

A partir de la figura 12 se deduce que:

$$L_a \frac{dI}{dt} = E_a - V - R_a I_a \tag{20}$$

$$E_a = k\phi\omega \tag{21}$$

siendo  $L_a$  la inductancia,  $R_a$  la resistencia,  $I_a$  la corriente de armadura, y  $V$  el voltaje de salida del generador.  $E_a$  es la fuerza electromotriz inducida siendo  $k$  la constante del generador y  $\phi$  la constante de acoplamiento del flujo magnético. Además,

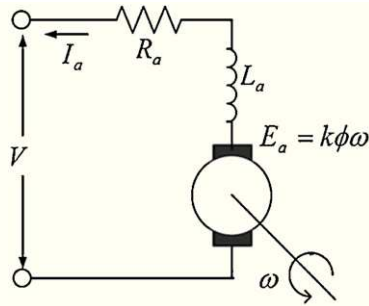


Figura 12. Circuito equivalente del generador de corriente continua con imanes permanentes.

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_{em} - F\omega \tag{22}$$

$$T_{em} = k\phi I \tag{23}$$

con  $J$  el momento de inercia,  $F$  el coeficiente de fricción y  $T_{em}$  el par electromagnético.

Para simplificar la simulación se supone que la demanda de potencia toma la forma de una carga resistiva  $R_L$  y el voltaje de salida se puede expresar como (Dodson, Busawon y Jovanovic, 2005):

$$V = R_L I_a \tag{24}$$

En las tablas 3 y 4 se encuentran los datos usados para la simulación, típicos para los aerogeneradores descritos en este estudio.

La efectividad del aerogenerador puede ser evaluada mediante el factor de capacidad,  $C_F$ . Se expresa como la producción anual de energía (PAE) dividida entre la generación anual de energía si el aerogenerador hubiera estado trabajando a su capacidad nominal ( $E_N$ ):

$$C_F = \frac{PAE}{E_N} \tag{25}$$

El factor de capacidad depende del recurso eólico y del aerogenerador, y se encuentra normalmente entre 0.2 y 0.4 (Ackermann, 2005).

Tabla 3. Parámetros utilizados para la conversión de la fuerza del viento a par mecánico.

Símbolo	Parámetro	Valor	Unidad
$\rho$	Densidad del aire	1.223	Kg/m <sup>3</sup>
R	Radio	3.2	m
$a$	Parámetro empírico filtro paso bajo	0.55	s <sup>-1</sup>
$\phi_d$	Factor de decaimiento	1.3	-
$v_{wff}$	Viento promedio del lugar	5	m/s
$a_i$	Parámetro empírico del filtro de retardo	1.17	-
$\tau_1$	Constante de tiempo del filtro de retardo	9	s

Tabla 4. Parámetros característicos del generador de corriente directa del aerogenerador modelado.

Símbolo	Parámetro	Valor	Unidad
$L_a$	Inductancia de la armadura	13.5	mH
$R_a$	Resistencia de la armadura	0.275	$\Omega$
$k$	Constante del generador	23.31	-
$\phi$	Acoplamiento flujo magnético	0.264	V/rad/s
$F$	Coefficiente de fricción	0.025	N m/rad/s
$J$	Momento de inercia	6.53	Kg m <sup>2</sup>
$R_L$	Resistencia de carga	8	$\Omega$

En la figura 13 se presenta la implementación del modelo del aerogenerador en Simulink. Las ecuaciones se han agrupado en bloques. En el primero se hacen los cálculos de la velocidad del viento respecto al plano del rotor ( $v_{eff}$ ). También se introduce una velocidad  $v_{sim}$  que es igual a  $v_{eff}$  pero saturada a un límite inferior de 1.8 m/s. Esta saturación evita la posible división por cero en la simulación, y no afecta a los resultados finales ya que la velocidad de arranque está alrededor de 3 m/s.

Además se añadió un bloque al final que, independientemente de las ecuaciones anteriores, controla la suspensión de la generación de potencia por debajo de la velocidad de arranque y por encima de la velocidad de parada.

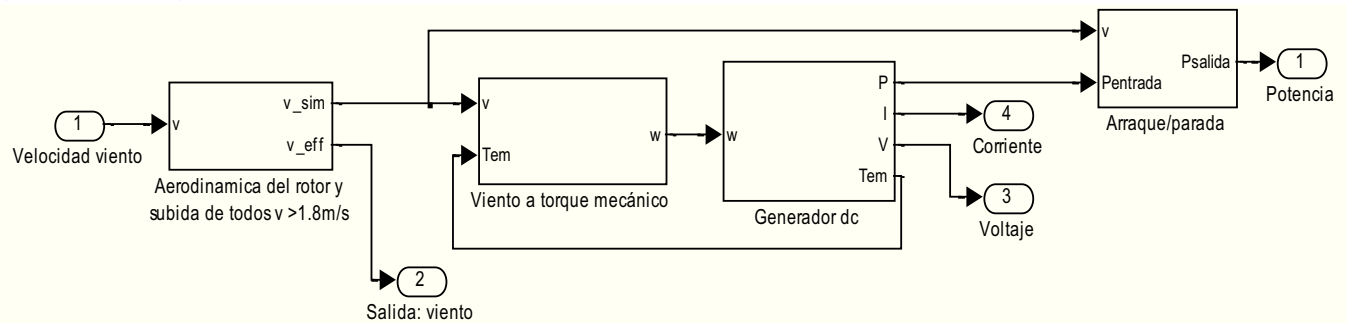


Figura 13. Implementación del modelo del aerogenerador en Simulink.

La única entrada variable del sistema es la velocidad del viento. El modelo se analizó midiendo todas las salidas del sistema, es decir: la velocidad efectiva, la relación de velocidad de punta de pala ( $\lambda$ ), el coeficiente de potencia ( $C_p$ ), el par mecánico, la velocidad angular, el par electromagnético, la corriente, el voltaje y la potencia.

En contraposición al módulo fotovoltaico, el modelo del aerogenerador resultó muy sensible a las variaciones de los parámetros. Debido a esto, todos los parámetros se fijaron a los valores de la Tabla 4, por lo que la simulación se refiere a este aerogenerador específico.

Los valores iniciales de la velocidad angular y de la corriente no ocasionan ningún problema si la velocidad del viento en el primer instante de tiempo considerado es baja. Pero si no es así, la generación de potencia podría no ser del todo correcta. Para evitarlo, se limitan los primeros datos de la velocidad del viento a valores menores o iguales a 4 m/s. El valor inicial de la velocidad angular ha sido estimado con una línea recta, ajustada a los datos de la velocidad angular en función del viento (empezando desde cero). El valor mínimo de la velocidad angular inicial se fijó a aproximadamente 3.5 rad/s. El valor inicial de la corriente se estableció como de 0.001A.

Durante la simulación, la velocidad de arranque se fijó a 2m/s para ver la evolución de la potencia con vientos flojos. En la figura 14 se representan las gráficas de todas las salidas del sistema al aumentar la velocidad del viento hasta 20m/s. En la gráfica superior de la izquierda se observa que la curva de potencia tiene la forma característica de los aerogeneradores de pequeña escala. Se empieza a generar potencia alrededor de 3m/s y aumenta exponencialmente hasta 13m/s, donde el mecanismo de *plegado* reduce la generación bruscamente. En este intervalo, el coeficiente de potencia actúa (Figura 14). La velocidad angular, y en consecuencia la generación de potencia, aumenta. Sin embargo, la eficiencia de la extracción de la energía del viento disminuye. Esto confirma la importancia del control de la velocidad de giro del rotor, comúnmente aplicado a los aerogeneradores de mayor tamaño.

En las gráficas no se observa una corriente o voltaje nulos con vientos flojos por la saturación implementada. Por el mismo motivo, tampoco el par mecánico ni el electromagnético son nulos para valores bajos de la velocidad del viento.

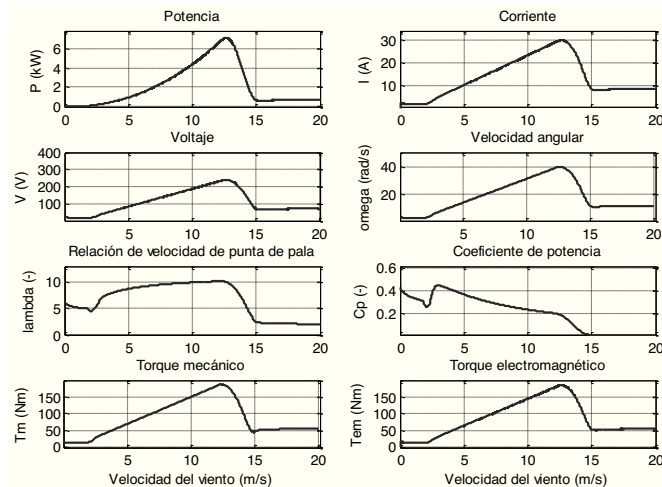


Figura 14. Evaluación completa del las variables del modelo del aerogenerador en función de la velocidad del viento.

Finalmente, en la figura 15 la línea azul representa la generación de potencia por el aerogenerador a partir de un día simulado por el programa día-viento. También se muestran la velocidad del viento (línea negra) junto con el viento visto desde el plano del rotor (línea roja).

Se observa que la generación de potencia sigue las variaciones del viento y que a una velocidad menor que 2m/s está completamente parada. A las 17:00 la velocidad del viento aumenta por encima de la velocidad de cambio y entonces la generación de potencia se reduce mucho. La máxima generación de potencia está justo por encima de 7kW. Además, como era de

esperar, se observa que el viento visto desde el plano del rotor está ligeramente retardado con respecto al viento y presenta menores fluctuaciones.

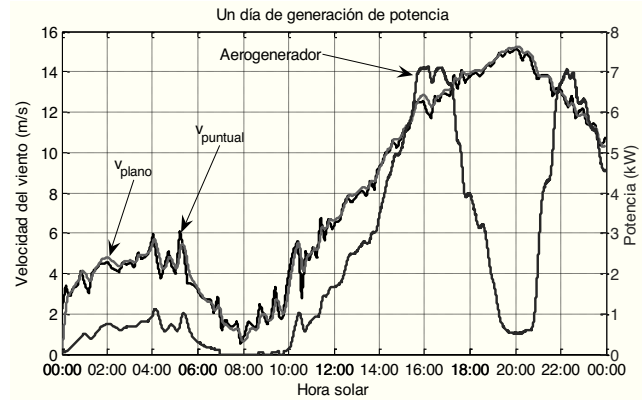


Figura 15. Simulación de generación de potencia del aerogenerador en un día de viento.

En la tabla 5 se hace una comparación de los datos obtenidos mediante el modelo y los del aerogenerador tipo Excel-R, de capacidad nominal 7.5kW (Khan y Iqbal, 2009). La mayor diferencia está en la velocidad angular, que en este caso es del orden del 19%.

Tabla 5. Comparación de los valores obtenidos con el modelo del aerogenerador y el Excel-R, de 7.5kW

Parámetro	Modelo	Excel-R
V máximo/nominal (V)	239	240
$\omega$ máxima/nominal (rad/s)	40.1	32.5
$\lambda$ óptima (-)	7.1	7.5
$C_p$ óptima (-)	0.44	0.44
$T_m$ máximo/nominal (Nm)	188	231

## 5. Simulación del Sistema de Transferencia de Energía

Se han desarrollado los elementos necesarios para simular los recursos solar y eólico para un día característico de cada mes, tanto para la generación de potencia de una matriz fotovoltaica (matriz FV) como de un aerogenerador de pequeña escala, y que se usarán para general simulaciones de meses y años.

Además se cuenta con los elementos adicionales necesarios para la transformación de la potencia y los controladores. La conexión a la red está accesible y se supone que es posible tanto comprar como vender potencia a la red eléctrica. El sistema final utiliza los modelos anteriormente descritos para simular el sistema completo de la figura 2.

### 5.1 Simulación de las demandas de potencia y otros elementos del sistema

Se han seleccionado dos tipos de demandas diarias con un tiempo de muestreo igual al del recurso solar y el eólico, es decir, 10 minutos.

Las demandas representan el consumo de potencia en Watios de una vivienda y una industria pequeña (Figura 16), y se obtuvieron estudiando datos reales del consumo eléctrico en Madrid (España). Se puede observar que la vivienda tiene sus picos de potencia por la mañana, alrededor de medio día, y por la tarde. La demanda correspondiente a la pequeña industria tiene

un consumo elevado durante la jornada laboral, con menos fluctuaciones bruscas. En ambos casos siempre hay algún tipo de consumo.

Aunque sería posible dimensionar el sistema de suministro para proporcionar toda la demanda requerida, es poco probable que pueda cubrirla completamente de forma habitual. Por ejemplo, por la tarde aumenta mucho el consumo de las viviendas pero el recurso solar a esas horas aporta poca potencia. El intentar cubrirlo implicaría una fuente continua de energía o un sobredimensionamiento de los recursos y una capacidad de almacenamiento enorme. Por eso, la conexión a la red eléctrica u a otra fuente auxiliar es muy importante y reduce el tamaño del sistema de suministro.

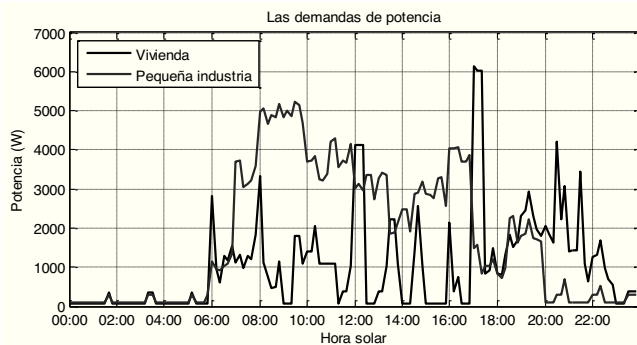


Figura 16. Las demandas de potencia utilizadas durante la simulación.

Las cargas están modeladas como únicamente resistivas. Por otro lado, se quiere tener en cuenta las pérdidas relacionadas con la distribución de la energía. Una manera simple de modelar el efecto que tienen los elementos adicionales, como el inversor, es mediante la multiplicación de sus eficiencias con la potencia inicialmente generada.

Suponiendo el uso de un seguidor de máxima potencia, el voltaje de suministro de los módulos fotovoltaicos es constante. El aerogenerador tiene un voltaje nominal de casi 240V, pero el voltaje de salida puede variar mucho en función del viento presente. Los dos generadores de potencia están unidos por un bus de corriente continua de voltaje predeterminado. Lo más habitual es que se requiera un convertidor Boost para ajustar el voltaje de salida de los módulos fotovoltaicos y un convertidor Buck-Boost para el voltaje del aerogenerador. Las salidas de los convertidores se controlan mediante el ciclo de trabajo del transistor de conmutación. No se ha entrado en detalle en la modelización de los convertidores pero se han incluido en la simulación, suponiendo una eficiencia constante e igual al 80% y al 90% para el convertidor Boost y Buck-Boost respectivamente (Jiao, Patterson and Cmailleri, 2000; Ivanović *et al.*, 2010).

La salida del módulo fotovoltaico y del aerogenerador (rectificada) es corriente continua, pero la demanda de potencia y la red eléctrica requieren corriente alterna. Esto exige el uso de un inversor que transforme la corriente continua en alterna. La eficiencia del inversor depende de la carga, pudiendo llegar a estar por encima del 90% en muchos casos. La curva de la eficiencia del inversor se identificó y aproximó con un polinomio para su implementación en Simulink.

Además, como la salida del inversor puede ser bastante ruidosa, se suele necesitar un filtro para suavizar el suministro. Se ha implementado estimando su eficiencia como constante e igual al 97%.

La red eléctrica trabaja a voltajes altos para poder transportar la energía con pocas pérdidas. Esto requiere una transformación

del voltaje de salida del inversor para la entrega de potencia a las demandas. Se ha considerado que sólo hay pérdidas de transformación entre el inversor y la red eléctrica, pero no entre el inversor y las demandas. La eficiencia de la transformación se ha estimado en un 95% (Kubo, Sachs y Nadel, 2001).

## 5.2 Simulación del sistema

En la Figura 17 se presenta la implementación completa del sistema propuesto en la Figura 2, con todos los elementos adicionales que se han comentado incluidos. En la parte de arriba se encuentran los módulos fotovoltaicos, el aerogenerador, y la demanda de potencia correspondiente al subsistema 1 (vivienda). El modelo del aerogenerador se ha agrupado en un sólo bloque con la velocidad del viento como entrada y la generación de potencia como salida. Las salidas de la matriz FV, del aerogenerador y la demanda constituyen las entradas al bloque Conexión 1. La parte inferior de la figura 17 representa el subsistema 2 (pequeña industria) con el aerogenerador, la matriz FV y la demanda correspondiente. Sus salidas son las entradas al bloque Conexión 2.

El recurso solar y eólico es igual para los dos subsistemas así como la capacidad fotovoltaica y eólica.

Todos los cálculos fueron hechos en términos de potencia para simular las transferencias en el sistema. La energía se calculó integrado la potencia a lo largo de la simulación.

Se han evaluado las siguientes características del sistema:

- La velocidad, potencia y energía del viento.
  - La irradiancia e irradiación (energía solar acumulada)
  - La potencia y energía generadas en corriente continua por la matriz FV y el aerogenerador del subsistema 1 y 2.
- En los bloques de conexión del subsistema 1 y 2, se evalúan:
- La potencia y energía vendida a la red eléctrica durante tiempos de sobre-generación y la compra durante los tiempos de recursos insuficientes y/o altas demandas
  - La transferencia neta con la red eléctrica en potencia (compra y venta)
  - La contribución del aerogenerador y de la matriz FV a las demandas, en potencia y energía.

Finalmente, también se mide:

- La potencia y energía generadas en corriente alterna por la matriz FV y el aerogenerador de los subsistemas 1 y 2.
- La eficiencia del inversor del subsistema 1.
- Las horas de operación del aerogenerador y de la matriz FV del subsistema 2.

Para los dos subsistemas, la transferencia de potencia a la red eléctrica se calcula como la suma de la potencia generada por la matriz FV y por el aerogenerador, en corriente alterna, menos la demanda de potencia en cada instante. Se han considerado las pérdidas de energía correspondientes a la eficiencia del inversor y a la transformación del voltaje entre el inversor y la red en el cálculo de la potencia generada por el sistema. Si la suma resulta positiva, el sistema está vendiendo potencia a la red eléctrica y, si es negativa, se compra.

## 5.3 Escenario de simulación

El recurso solar se simuló para una localización con una latitud de 40° N y condiciones atmosféricas correspondientes a la clasificación latitud media verano, según el modelo de días despejados. La altitud especificada es de 600 m y la orientación de todos los módulos fotovoltaicos es paralela al ecuador (ángulo azimut igual a cero), e inclinados con un ángulo igual a la latitud.



Se usó un día tipo 3, es decir, un día parcialmente nublado. El factor de nubosidad se varió desde 0.55 hasta 0.05, con valores mayores en el invierno y menores en el verano.

El recurso eólico fue definido con diferentes datos iniciales del día para cada mes. El primer tramo del día corresponde a una subida del recurso con una inclinación igual a 0.1; el resto de los tramos tienen una inclinación nula. La desviación estándar de cada tramo es igual a 0.8m/s, bastante alto, por lo que cambia mucho el perfil entre unos días y otros. Además, se introdujeron cinco fluctuaciones bruscas con un factor de picos igual a 0.4. El factor de turbulencia se fijó a 0.4. Se puso el primer dato del viento a un valor bajo para evitar cálculos erróneos durante el transitorio de la generación de potencia del aerogenerador.

Luego, a partir del primer tramo, todos los cambios del recurso eólico son aleatorios, para reducir el sesgo de la simulación.

En ambos subsistemas se utilizaron 20 módulos fotovoltaicos del tipo KC130GT conectados en paralelo y el aerogenerador de 7kW. Los módulos fotovoltaicos tienen una capacidad nominal de 130 W. La velocidad de arranque y parada del aerogenerador se establecieron a 3 m/s y 25 m/s, respectivamente.

Cuando ambos recursos generan más potencia de la necesaria, se determinó que el aerogenerador tiene mayor prioridad para ser usado debido a que su coste por capacidad instalada es menor que el de los módulos fotovoltaicos (Masters, 2004; RER, 2011).

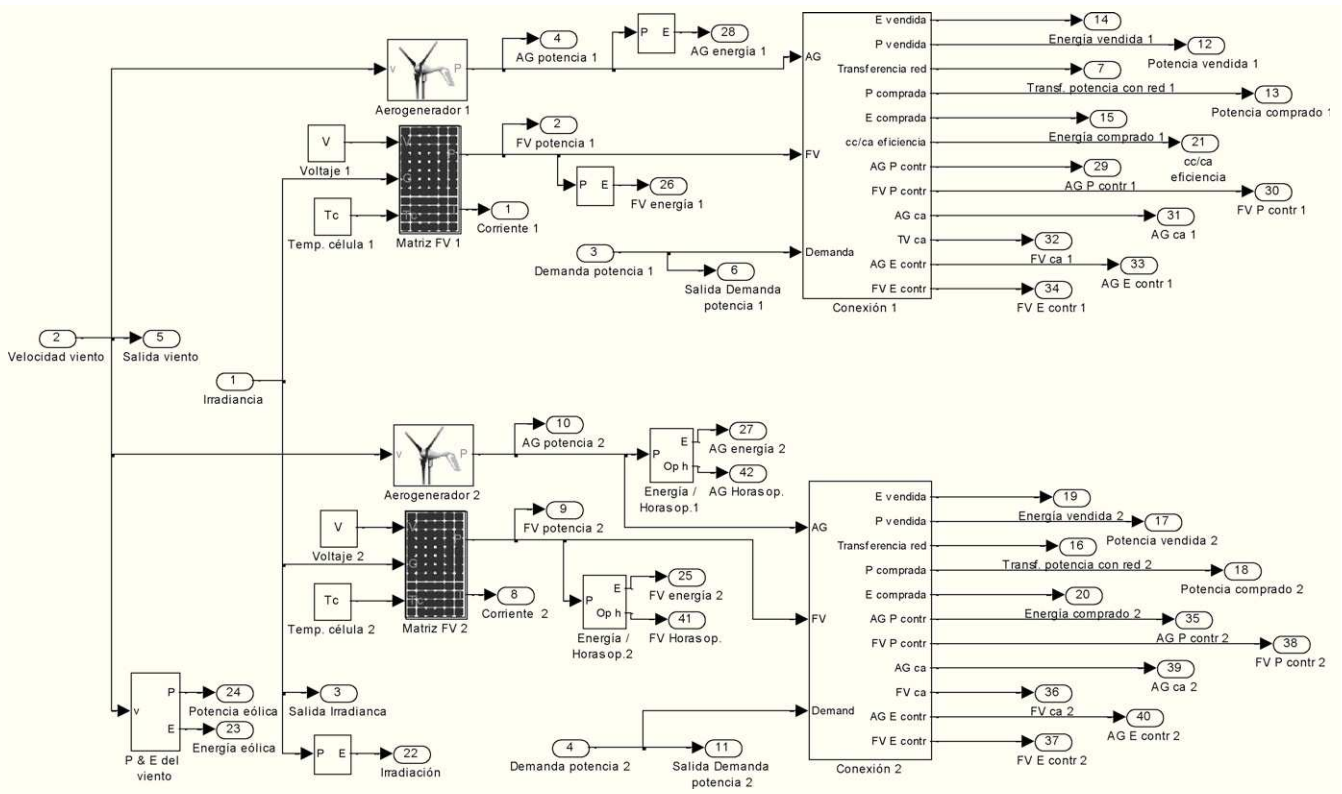


Figura 19. Implementación completa del sistema de generación y transferencia de energía.

### 6. Análisis de los resultados

En la figura 18 se representa, como ejemplo, un día de simulación del sistema completo para el mes de marzo. En la parte inferior de la figura se muestran el recurso eólico (línea negra) y el solar (línea roja). En las dos gráficas intermedias están representadas la generación de potencia y las demandas de los subsistemas 1 y 2, respectivamente. La gráfica superior presenta las compras (valores negativos) y las ventas (valores positivos) de potencia con la red eléctrica a lo largo del día de ambos subsistemas y la suma de los dos. Como era de esperar, el recurso eólico es relativamente estable durante el día, con pequeñas fluctuaciones y unas ráfagas. La irradiancia llega a valores altos de 900W/m<sup>2</sup> pero está fuertemente atenuada por grandes nubes. Esto produce una generación de potencia por parte del aerogenerador moderada pero continua. La matriz FV aporta una buena cantidad de energía pero durante periodos más cortos. Se

observa que para los dos subsistemas hay intervalos temporales en los que la demanda excede el suministro y viceversa. También se puede notar los picos en la transferencia de potencia para los valores máximos y mínimos la gráfica superior.

En la figura 19 se representa la transferencia de energía en función de compras y ventas de energía a la red. Los datos son para los dos subsistemas en conjunto, pero el análisis puede ser realizado para cada subsistema por separado. La transferencia total está calculada como la suma de lo comprado y lo vendido. Observando las figuras 18 y 19 se pueden relacionar las horas del día con las situaciones energéticas de compra y/o venta a la red, en función de la relación entre los recursos y las demandas.

Se han realizado simulaciones de un año entero usando el día característico para cada día del mes. Se ha calculado que el sistema completo intercambia diariamente alrededor de 60kWh de media con la red eléctrica.

Se han obtenido también los valores promedio de cada mes de irradianción y velocidad del viento. La irradianción diaria media

está entre 2.5 y 4.5 kWh/m<sup>2</sup>. Los valores más altos no se encuentran en el verano como podría pensarse, sino en la primavera y el otoño debido a la inclinación del plano. La velocidad media diaria del viento está entre 4.4 y 6.1 m/s. En total el recurso anual solar aporta una media de 1328 kWh/m<sup>2</sup> y el eólico de 1847 kWh/m<sup>2</sup>. La demanda anual de la vivienda 1 y de la pequeña industria es 9033 y 15760 kWh respectivamente.

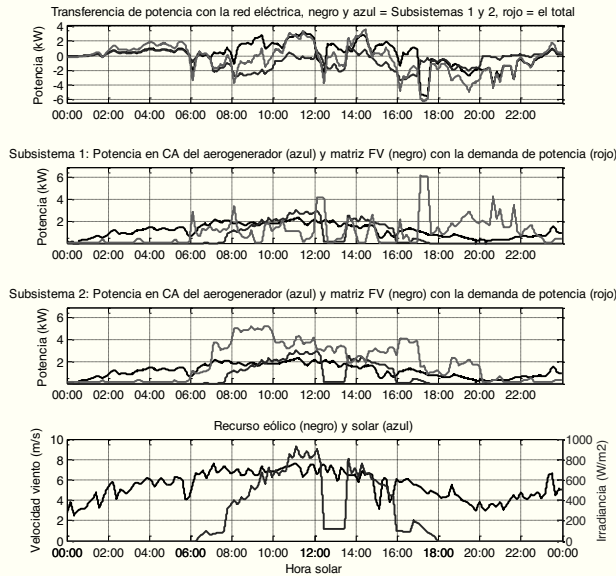


Figura 18. Simulación de un día del mes de marzo. De abajo a arriba: el recurso eólico y solar; la generación de potencia y la demanda de los subsistemas 1 y 2; en la gráfica superior, las compras y ventas de potencia a la red eléctrica de los subsistemas por separado y el total de los dos.

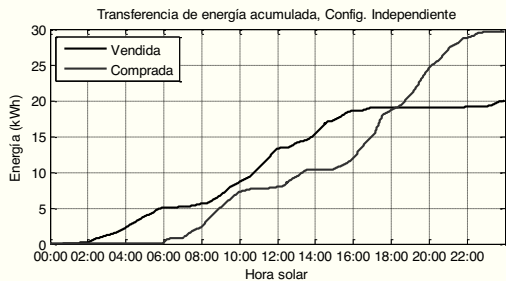


Figura 19. Transferencia de energía del sistema total en función de compras y ventas de energía a la red eléctrica.

Teniendo en cuenta que el sistema de suministro es igual en los dos subsistemas, sus resultados respecto a la generación de energía son lógicamente iguales. La generación anual de energía de la matriz FV y del aerogenerador fueron de 3741 y 12248 kWh respectivamente. La eficiencia de la matriz FV es del 10.8% y el factor de capacidad del aerogenerador del 20.0%. Los porcentajes de horas de operación del FV y del aerogenerador fueron del 37.5% y el 79.2% respectivamente.

El intercambio anual de energía con la red eléctrica ha sido de 32.0MWh, donde 12.4MWh fue compras y 19.6MWh ventas. La generación de potencia del sistema completo es 31.2MWh, lo que supone que tiene que vender un 61% de su potencia generada.

La Tabla 6 se resumen los datos más significativos de la simulación. Se observa que la contribución fotovoltaica es mayor para el subsistema 2 (industria) que para el 1 (vivienda). Esto se relaciona con la la fuerte demanda de S2 durante las horas de alta

intensidad del recurso solar. Por otro lado, la contribución eólica es mayor para S1 que S2, debido a la demanda relativamente baja y continua del S1, que se ajusta mejor al recurso eólico que S2. En todos los casos la contribución de los recursos renovables es alrededor de 50%.

Tabla 6. Contribución a la demanda anual de energía

	FV (kWh)	AG (kWh)	Red (kWh)
S1	742 (8.2%)	4065 (45.0%)	4226 (46.8%)
S2	2113 (13.4%)	5451 (34.6%)	8197 (52.0%)
Completo	2854 (11.5%)	9516 (38.4%)	12422 (50.1%)

Algunas de las conclusiones que se pueden derivar de este caso particular son las siguientes:

La Tabla 6 permite deducir que para sistemas cuya demanda es en cierto modo uniforme durante el día, como una industria, el generador solar es más conveniente; para las demandas con picos en horas donde no hay luz, como son habitualmente las viviendas, es mejor utilizar recursos eólicos (figura 18, las dos gráficas intermedias). Un aumento de la capacidad fotovoltaica para el subsistema 1 tiene poco efecto en comparación con el mismo aumento para subsistema 2.

Además, se puede deducir de la figura 18 (por lo menos para el mes de marzo) que un aumento de la capacidad eólica resultaría en un aumento de la contribución renovable a la demanda, pero probablemente también en un gran aumento de las transferencias a la red eléctrica.

### 7. Conclusiones y trabajos futuros

Se ha implementado en Simulink el modelo completo de un sistema de suministro de potencia para cubrir unas demandas, compuesto por módulos fotovoltaicos y un aerogenerador de pequeño tamaño, así como los recursos naturales solar y eólico. Además, se han añadido los elementos necesarios para configurar el sistema completo (inversor, filtro, convertidor Boost y Back-boost, etc.). Se ha incluido conexión a la red eléctrica con la posibilidad tanto de comprar como de vender energía. De esa manera se ha desarrollado una plataforma de simulación de sistemas híbridos que está disponible bajo demanda.

Una de las contribuciones de este trabajo es que, en base a trabajos previos, se han generado modelos detallados de la energía solar y eólica obtenida con los generadores eléctricos fotovoltaicos y eólicos, y se han unido en solo modelo, lo que permite investigar la dinámica de los sistemas híbridos y su dependencia de la red eléctrica para diferentes configuraciones. Además se ha añadido al modelo de energía solar una nueva manera de tratar el efecto de la atenuación provocada por nubes. También el desarrollo del modelo de viento es original, y se ha comprobado que es posible generar días de viento con características parecidas a los datos reales medidos. En el modelo del aerogenerador se ha incluido una forma novedosa de introducir el efecto del plegado en la curva de potencia del mismo. Es decir, se han incorporado factores no contemplados en la literatura que hacen los modelos más cercanos a la realidad, introduciendo gran variabilidad.

El tiempo de muestreo de 10 minutos deja abierta la posibilidad de modelar sistemas con demandas críticas o muy variables y recursos fluctuantes.

Se ha analizado la respuesta del sistema respecto a la generación de potencia, funcionamiento de los componentes, transferencia de energía y dependencia de la red eléctrica. Uno de

los problemas más interesantes de este estudio ha sido el cómo relacionar la capacidad del sistema de suministro y la intensidad del recurso y las demandas.

También nos parece interesante la posibilidad que brinda esta plataforma de simulación de determinar el tipo y los valores óptimos de los recursos a instalar. Por ejemplo, dada una demanda, se puede ver si es mejor aplicar recursos eólicos o solares, qué número de generadores de cada uno, etc. Todo ello orientado al ahorro energético y a disminuir las transferencias con la red eléctrica, abaratando de este modo los costes.

Futuros trabajos podrían incluir el desarrollo del diseño de los sistemas de energías renovables combinando los métodos existentes con el conocimiento de áreas tecnológicas como por ejemplo redes y optimización de sistemas.

## English Summary

### Modeling and Simulation of a Hybrid Wind and Solar Power System for the Analysis of Electricity Grid Dependency

#### Abstract

This study presents an analysis of the power transfer between a small-scale hybrid renewable energy system and the electricity grid to cover some power demands. The renewable energy supply system consists of a small-scale wind turbine and a photovoltaic array located close to the power demand. Power generators and the demand are connected to the electricity grid and the potential of selling excess power back to the grid or buying it if needed is assumed to exist. Two types of power demands are simulated: a large housing area and a small factory. Detailed models are implemented for a small-scale wind turbine and a photovoltaic array, as well as for the wind and solar resources. Simulation results are focused on how the grid dependency of this energy system is affected by the relationship between the renewable resources and the demands.

#### Keywords:

Renewable energy, solar resource, wind resource, photovoltaic module, small-scale wind turbine, hybrid system, power demand, electricity grid

#### Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo del proyecto CICYT DPI2009-14552-C02-01.

#### Referencias

- Ackermann T., 2005. Wind Power in Power Systems. John Wiley & Sons.
- Arifujaman, Md., Iqbal M. T., Quaicoe J.E., 2008. Energy capture by a small wind-energy conversion system. *Applied Energy* 85, 41–51.
- Audierne, E., Elizondo, J., Bergami, L., Ibarra H., Probst O., 2010. Analysis of the furling behavior of small wind turbines. *Applied Energy* 87, 2278–2292.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins N., Bossanyi E., 2001. Wind energy handbook. John Wiley & Sons.
- Comisión Nacional de Agua, 2008. Mérida, México.
- Dodson, D., Busawon K., Jovanovic M., 2005. Estimation of the power coefficient in a wind conversion system. CDC/ECC, Seville, Spain.
- Duffie J. A., Beckman W. A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons.
- Enercon, 2011. <http://www.enercon.com>.
- ETAP, 2006. Comisión Europea, Medio Ambiente. <http://ec.europa.eu/environment/etap>.
- González, M., Vázquez F., Morilla F., 2010. Control Multivariable Centralizado con Desacoplo para Aerogeneradores de Velocidad Variable. *RIAI*, 7(4), 53–64.
- Green, M. A., Emery, K., King, D. L., Hisikawa Y., Warta W., 2006. Solar Cell Efficiency Tables. *Progress in Photovoltaics* 14, 45–51.
- Hansen, A. D., Sørensen, P., Hansen L.H., Bindner H., 2000. Models for a Stand-Alone PV System, Riso-R-1219(EN) / SEC-R-12.
- IEA International Energy Agency, 2011. Key World Energy Statistics. <http://www.iea.org>.
- Ivanović, Z., Dokić, B., Blanuša B., Knežić M., 2010. Boost Converter Efficiency Optimization in Wind Turbine, EPE-PEMC, T3-1-T3-5.
- Jebbaraj S., Iniyas S., 2006. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4), 281–311.
- Jiao, S., Patterson D., Camilleri S., 2000. Boost converter design for a 20kW wind turbine generator. *Int. J. of Renewable Energy Eng.* 2(1) 118–122.
- Khan, M. J., Iqbal, M.T., 2009. Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system. *Applied Energy* 86, 2429–2442.
- Krishnan, R (2001) Electric motor drives: modeling analysis and control. Prentice Hall.
- Kubo, T., Sachs H., Nadel S., 2001. Opportunities for new appliance and equipment efficiency standards: Energy and economics savings beyond current standard programs, American Council Energy-Efficient, A016.
- Luque A., Hegedus S., 2003. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. John Wiley & Sons.
- Manwell, J. F., McGowan J. G., Rogers A. L., 2002. Wind Energy Explained. John Wiley & Sons.
- Masters G.M., 2004. Renewable and Efficient Electric Power Systems. John Wiley & Sons.
- REE, Red eléctrica de España, 2011. Avance del informe. <http://www.ree.es/>.
- REN21 Renewable Energy Network for the 21st Century, 2011. Renewable Global Status Report. <http://www.ren21.net/>.
- RER, Renewable Energy Resources, 2011. [www.renewable-energy-resources.com](http://www.renewable-energy-resources.com).
- Rubio, F. R., Camacho E. F., Berenguel M., 2006. Control de campos de colectores solares. *RIAI*, 3(4), 26-45.
- Sen, Z., 2008. Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: atmosphere, environment, climate change and renewable energy. Springer.
- Tsai, H. L., Tu C. S., Su Y. J., 2008. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK. In: Proc. World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, USA.
- Twidell J., Weir T., 2006. Renewable Energy Resources. Taylor & Francis.
- Vihriala H., 2002. Control of variable speed wind turbines. PhD thesis, Tampere University of Technology, Finland.
- Wong, L. T., Chow W. K., 2001. Solar radiation model. *Applied Energy* 69, 191–224.