

## **El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de las fluctuaciones de potencia**

E. Lorenzo, J. Marcos y L. Marroyo

“...el reto...de acomodar en nuestro sistema eléctrico las energías renovables... con una gran variabilidad en su aportación en función de las condiciones climáticas y, por tanto, con menor firmeza a la hora de asegurar el equilibrio instantáneo entre la producción y el consumo, que constituye un principio sagrado de la estabilidad de los sistemas eléctricos”

Luis Atienza, Presidente de Red Eléctrica de España  
*Redes eléctricas para un desarrollo sostenible*  
El País. 31-10-2010

### **Introducción**

La frecuencia de un sistema eléctrico convencional, basado en máquinas sincrónicas, resulta del equilibrio entre las potencias activas generada y consumida. Así, partiendo de una situación estable (potencia consumida igual a generada, y frecuencia igual a la de referencia) la frecuencia tiende a subir cuando se produce un superávit de potencia, es decir, cuando la generación crece por encima de la demanda y, viceversa, tiende a bajar cuando se produce un déficit de potencia. El andar de un coche puede servir de símil: si circulamos por una recta a velocidad constante (la potencia del motor es igual a la disipada en rozamiento con el aire y con el asfalto que, a su vez, es proporcional a la velocidad) y llegamos a una cuesta arriba la velocidad tiende a reducirse (ahora, la potencia del motor es igual a la disipada en rozamiento más la de elevación del coche en contra de la gravedad. Esta última hace que, si la potencia del motor se mantiene igual que antes, la disponible para disipar en rozamiento sea forzosamente menor y el coche vaya más despacio) y para compensar este efecto es necesario pisar el acelerador (ahora la potencia del motor crece, permitiendo compensar la de elevación y mantener constante la de rozamiento). El símil se establece equiparando la velocidad a la frecuencia, la potencia del motor a la potencia generada, y la potencia disipada en rozamiento y en elevación a la potencia consumida.

La frecuencia es un parámetro primordial de la calidad del suministro eléctrico, que debe permanecer dentro de un margen muy ajustado en torno a la frecuencia de referencia. Por ejemplo,  $50 \pm 1$  Hz. Fuera de este margen muchos equipos de consumo funcionan mal y, quizá más importante, existe el riesgo de colapsar el sistema<sup>1</sup>. Así, la tarea principal del operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España en nuestro caso, consiste en regular continuamente la producción de energía, actuando sobre los equipos que constituyen el parque de generación, para ajustarla a la demanda y que la frecuencia

---

<sup>1</sup> Los grandes apagones eléctricos se originan en alguna avería que provoca una disminución brusca de la potencia disponible. Si la pérdida de potencia es de suficiente entidad, la frecuencia sale del margen permitido lo que, a su vez, provoca la desconexión automática de otros equipos de generación, originando una reacción en cadena que colapsa el sistema. Así fue, por ejemplo, el que dejó sin luz a 56 millones de personas en Italia, el 28 de septiembre de 2003. El desaguizado se inició con la caída de un árbol sobre una línea de alta tensión. Para los más interesados, Wikipedia ofrece una lista de los apagones más famosos de la historia.

del sistema se mantenga constante. Abusando del símil, la tarea de REE es equivalente a la del conductor que continuamente pisa o levanta el pie del acelerador para mantener la velocidad de crucero del vehículo. Y resulta que, como todo proceso de reacción, éste de la regulación de potencia requiere de un mínimo de tiempo. Por simplicidad, podemos imaginar que unos 10 minutos; lo que configura un escenario con una situación potencialmente problemática: las variaciones de potencia en tiempos inferiores a ese no pueden ser compensadas por el operador del sistema y, por tanto, se traducen directamente en variaciones de frecuencia. Y resulta que esto, aunque no sepamos que haya ocurrido nunca, es imaginable cuando un sistema eléctrico incorpora centrales fotovoltaicas, porque el mero paso de nubes puede hacer que su potencia de salida oscile, en pocos minutos, de forma muy significativa. Así, cabe imaginar que las oscilaciones de irradiancia en las centrales fotovoltaicas se traduzcan en desequilibrios bruscos de la potencia que, a su vez, originen perturbaciones de la frecuencia, con el riesgo asociado de superar el margen permitido.

Pues bien, este retrato describe los resultados de un estudio al respecto realizado en España al socaire del interés que despertó el *boom* fotovoltaico de los pasados años. Importa comentar que este tipo de estudios exige observaciones experimentales muy cuidadosas y, hoy por hoy, al alcance de muy pocos en el panorama internacional. El que hayamos podido realizarlas aquí justifica la idea de que hay mucho de reivindicable en ese *boom*. Al menos, todo lo que se pueda aprender.

### **La entidad del problema y la iniciativa de REE**

Obviamente, el riesgo asociado a la existencia de centrales fotovoltaicas en la red eléctrica es proporcional a su tamaño relativo en el conjunto del sistema eléctrico. Para una primera idea, podemos suponer que la deriva de la frecuencia con respecto a la de potencia en una red es típicamente del orden de 1Hz/10% y que la máxima deriva permisible de frecuencia es de 1 Hz. Por ejemplo, el total de la potencia fotovoltaica instalada en el contexto de la red peninsular es aproximadamente 4 GW, mientras que la potencia media consumida a las horas del mediodía es, típicamente, de 35 GW. Así, para que la frecuencia del sistema se viera perturbada significativamente habría que asistir a una variación de la potencia fotovoltaica próxima a 3,5 GW en menos de 10 minutos. Como veremos más adelante, la dispersión geográfica de las centrales fotovoltaicas hace que una fluctuación así, que representa el 90% de la potencia nominal (potencia fotovoltaica instalada en total), sea imposible. De hecho, fluctuaciones de la potencia fotovoltaica –siempre en el total de la red peninsular y en menos de 10 minutos– superiores al 10% de la potencia nominal son francamente improbables; de donde es fácil concluir que el asunto reviste escasa gravedad, y que un escenario que contemple la posibilidad de perturbar la frecuencia exige que el total de la potencia fotovoltaica instalada actualmente se multiplique por un factor de 10, lo que no parece que vaya a ocurrir de hoy para mañana.

Sin embargo, en los sistemas eléctricos insulares la situación es potencialmente más problemática. Por ejemplo, en Tenerife el total de la potencia fotovoltaica instalada es de 79 MW (a final de 2009) mientras que la potencia consumida a las horas del mediodía es de aproximadamente 500 MW. Por tanto, una fluctuación de 50 MW en la potencia fotovoltaica, que representa el 60% de la potencia nominal, puede ser potencialmente problemática; y resulta que, por estar las instalaciones fotovoltaicas de esta isla bastante concentradas<sup>2</sup>, la probabilidad de que tal ocurra puede no ser despreciable. De

---

<sup>2</sup> Algo más de la mitad de la potencia está ubicada en las instalaciones promovidas por el ITER.  
<http://decrecimientoencanarias.blogspot.com/2009/02/perspectivas-de-la-energia-solar.html>

hecho, fue precisamente la demanda de puntos de conexión para instalaciones fotovoltaicas en alguna de las islas Canarias lo que alertó a REE sobre la posibilidad de que llegaran a perturbar la calidad del suministro, y la llevó a proponer al IES-UPM estudiar este asunto, en junio de 2006. REE estaba bien advertida de esta problemática por su mucha experiencia con generación eólica, también afectada por fluctuaciones a corto plazo derivadas de la naturaleza de su recurso. Y hay que resaltar que su papel no se limitó a la iniciativa de proponer un estudio. También lo financió en su totalidad, que es la mejor manera de demostrar el verdadero interés.

Antes de entrar en materia, la figura 1 presenta un caso real de evolución de la frecuencia y la generación eólica en la red eléctrica de Gran Canaria, y es de utilidad aquí para asomarnos a los entresijos de la regulación de frecuencia. Muestra un periodo de unos tres cuartos de hora (cada división horizontal son 12 minutos) durante el que la potencia eólica pasó de 0 a casi 60 MW, es decir, una variación de 1,25 MW/minuto. La potencia total del sistema eléctrico de Gran Canaria es de 1127 MW, de los que 75 MW son eólicos y la potencia consumida durante el periodo que nos ocupa fue de 500 MW, por lo que esa variación equivale a una fluctuación eólica en 10 minutos de casi 17% ( $12,5/75 = 16,66\%$ ) y a una fluctuación total, también en 10 minutos, de 2,5% ( $12,5/500 = 2,5\%$ ). Es fácil diferenciar dos fases en la regulación de frecuencia. En la primera, la frecuencia sube desde 50 Hz a 50,25 Hz. Debido a su corta duración, de unos 6 minutos, el operador de la red, UNELCO, no puede hacer nada y la frecuencia resulta simplemente del efecto autorregulador derivado, por un lado, de que los motores conectados directamente a la red (ventiladores y bombas centrífugas, principalmente) aumentan su consumo con la frecuencia, por otro, de que el incremento de la energía cinética de los rotores de los generadores convencionales es absorbida de la red y, sobre todo, de la llamada regulación primaria, que consiste en la modificación automática de la potencia de los generadores síncronos que estén en funcionamiento (por ejemplo, regulando automáticamente el flujo de gas que alimenta a las turbinas características de los llamados ciclos combinados) y que responde en cuestión de segundos. En la segunda fase, la frecuencia recuperó su valor de referencia a consecuencia de la llamada regulación secundaria, que actúa modificando los parámetros de potencia de algunos generadores (por ejemplo, disminuyendo la potencia de los ciclos combinados, bien apagando alguno o bien modificando su relación flujo de gas/frecuencia, que es tanto como modificar su potencia efectiva). A modo de curiosidad, durante la tormenta Delta, que azotó las Canarias entre el 28 y el 29 de noviembre de 2005, la potencia eólica en Gran Canaria llegó a disminuir a razón de 7MW/minuto, a consecuencia de que los aerogeneradores se detienen automáticamente cuando el viento supera un cierto umbral de velocidad. En 10 minutos, las fluctuaciones fueron tan grandes como el 53% de la potencia eólica instalada y del 8% de la potencia consumida total. Sin embargo, las características de la matriz energética de esta isla, con un fuerte componente de turbinas de gas y ciclos combinados, y el buen hacer del operador, permitieron mantener la frecuencia dentro de márgenes adecuados.

Este ejemplo muestra que la regulación de frecuencia es un asunto complejo que depende de las características del sistema eléctrico y que implica diferentes pasos y actores. Pero para lo que sigue llegará con atenernos a la idea de que la máxima fluctuación de potencia permisible en 10 minutos es del orden del 10% de la potencia total consumida en el conjunto del sistema. Así, la regulación primaria es capaz de mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables.

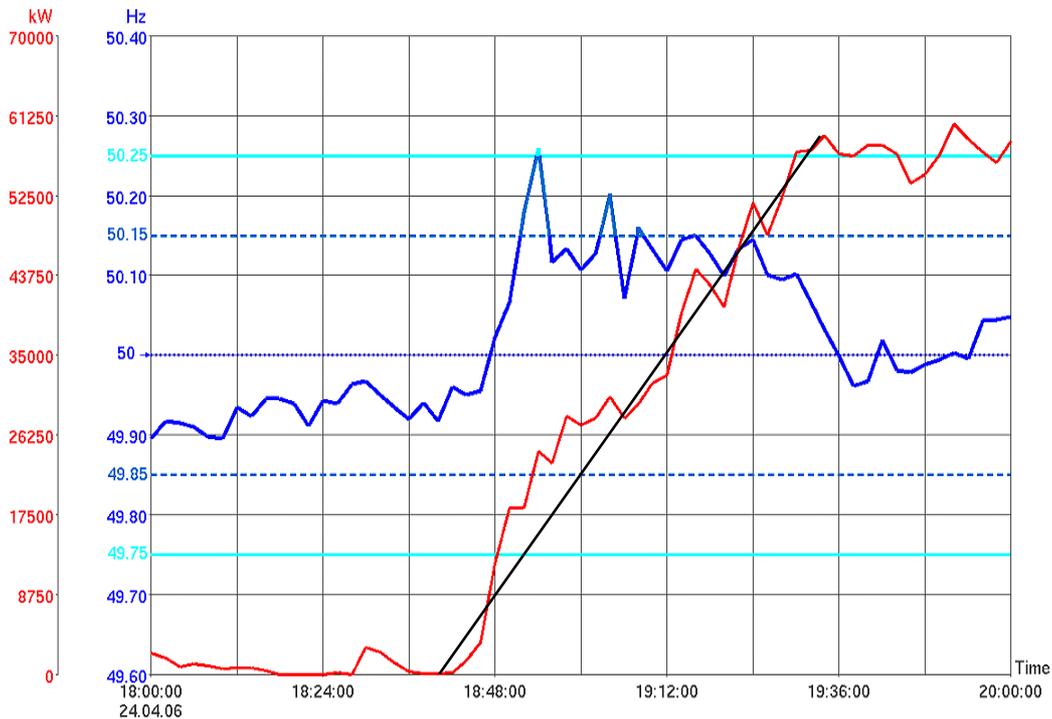


Figura 1. Ejemplo de regulación de frecuencia frente a una fluctuación de la potencia eólica en el sistema eléctrico de Gran Canaria. La potencia creció desde 0 a 60 MW en tres cuartos de hora, lo que representa una fluctuación eólica en 10 minutos de casi el 17% y a una fluctuación total, también en 10 minutos, de 2,5%. La regulación primaria, durante los primeros minutos, mantuvo la frecuencia por debajo de 50,25 Hz y la secundaria restauró el valor de 50 Hz.

### El observatorio fotovoltaico

El IES-UPM requirió la colaboración del grupo Ingeper de la Universidad Pública de Navarra, INGEPER\_UPNA, y ambos, después de constatar que los estudios publicados al respecto eran muy pocos y de carácter esencialmente teórico, propusieron aprovechar la excelente oportunidad que brindaba la existencia en Navarra de varias centrales fotovoltaicas operadas por una única empresa, Acciona Solar, quien generosamente permitió el acceso a sus instalaciones, para que pudiéramos observar experimentalmente las fluctuaciones que nos ocupan. Así, el 12 de febrero de 2007 se firmó el contrato de un proyecto consistente en observar simultáneamente la irradiancia y la potencia en el punto de conexión (en la red de 13,2 kV) de 6 centrales fotovoltaicas dispersas en un área de aproximadamente 1000 km<sup>2</sup>, y con potencias unitarias entre 1 y 9,5 MW (18 MW en total). Esta observación se dice más fácil que se hace, puesto que exige tomar muchos datos y, además, tomarlos de forma sincronizada. Así, para ser coherente con la rapidez de las fluctuaciones, se optó por una frecuencia de muestreo de 1 segundo y, para poder investigar lo que ocurre en un conjunto de varias centrales, los relojes que controlan el registro de datos en cada central toman continuamente la hora del GPS. Y, aun más, para ayudar en la investigación también se decidió medir la velocidad del viento y la temperatura ambiente.

Después de diseñar y poner a punto la instrumentación correspondiente, las observaciones comenzaron a mediados de abril de 2008 y continúan sin interrupción hasta hoy. En

marzo de 2009 se instaló un registrador de datos más en otra central fotovoltaica de Acciona Solar, esta vez ubicada en Socuéllamos (Ciudad Real), a unos 350 km de distancia de las anteriores. Finalmente, también desde marzo de 2009, y gracias a la generosidad de Nobesol S.L, contamos con datos de la central fotovoltaica de Olmedilla que, con 60 MW de potencia nominal, es quizá la más grande del Mundo. El tamaño de la base de datos acumulada hasta la fecha es de más de 300 Gb. No hay más que sano orgullo en señalar que este experimento es absolutamente pionero en el panorama internacional y que la relevancia de sus resultados está siendo refrendada por la buena acogida de sus publicaciones<sup>3,4,5,6</sup> en el seno de la comunidad científica. La figura 2 muestra la ubicación de estas centrales.

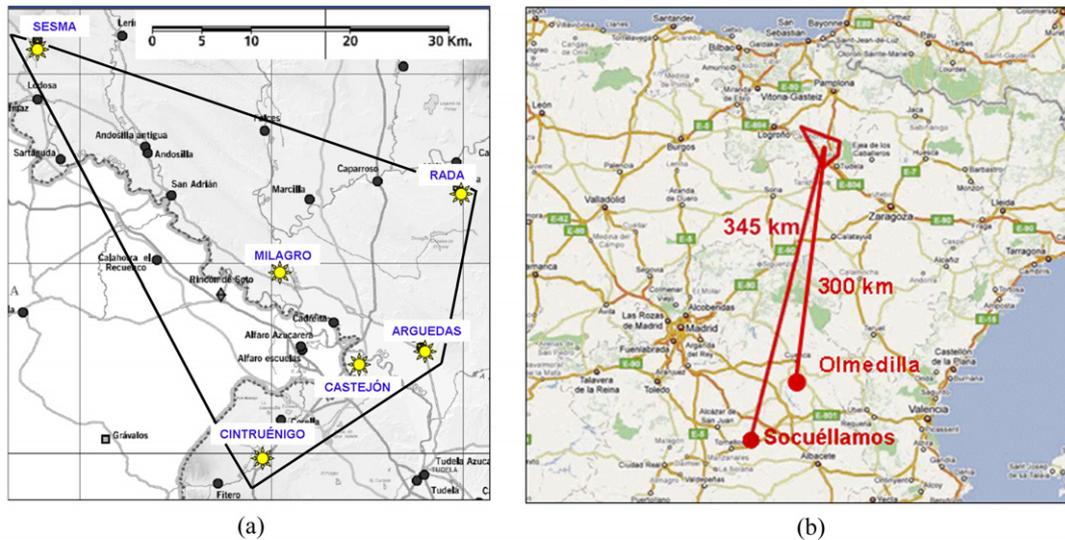


Figura 2. Distribución geográfica de las centrales incluidas en el “observatorio fotovoltaico”. (a) Las 6 centrales de la Ribera de Navarra. (b) Localización de las centrales de Socuéllamos y Olmedilla así como su posición relativa respecto a las centrales navarras.

### Fluctuaciones de potencia

La figura 3 muestra la evolución de la irradiancia y la potencia de salida en una central fotovoltaica, observadas durante 15 minutos del 12 de agosto de 2008. Constituye un ejemplo de los datos que se toman en este proyecto (en nuestro caso, cada curva se obtiene de una serie temporal, con un valor por segundo), y permite visualizar el efecto atenuador del área sobre la fluctuación. Es intuitivo entender que el paso de las nubes, que son de extensión finita y se mueven a velocidad también finita, afecta a un punto de forma tal que éste puede pasar de estar totalmente iluminado a estar totalmente oscure-

<sup>3</sup> J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, E. Izco, “Power Output Fluctuations in Large Scale PV plants: One year observations with 1 second resolution and a derived analytic model”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Article first published on-line: 23 JUL 2010, DOI: 10.1002/pip.1016.

<sup>4</sup> J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, E. Izco, “From irradiance to output power fluctuations: the PV plant as a low pass filter”. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Accepted to be published.

<sup>5</sup> J. Marcos et al, “PV power fluctuations smoothing by geographical dispersion”. Under revision process.

<sup>6</sup> O. Perpiñán, E. Lorenzo, “Analysis and synthesis of the variability of irradiance and PV power time series with the wavelet transform”, Solar Energy, Accepted to be published.

cido de forma casi instantánea; mientras que cuando afecta a un área grande el oscurecimiento puede ser más limitado, porque puede no afectar a todo el área, y además es más paulatino, porque la sombra tarda un cierto tiempo en extenderse a todo el área. Así, el paso de nubes provoca saltos bruscos en la señal de salida de un sensor puntual (en nuestro caso, el sensor de irradiancia es un módulo fotovoltaico calibrado), mientras que provoca variaciones más suaves en la potencia de salida de una central que ocupa una superficie bastante extensa (en el caso de la figura, 52 Ha).

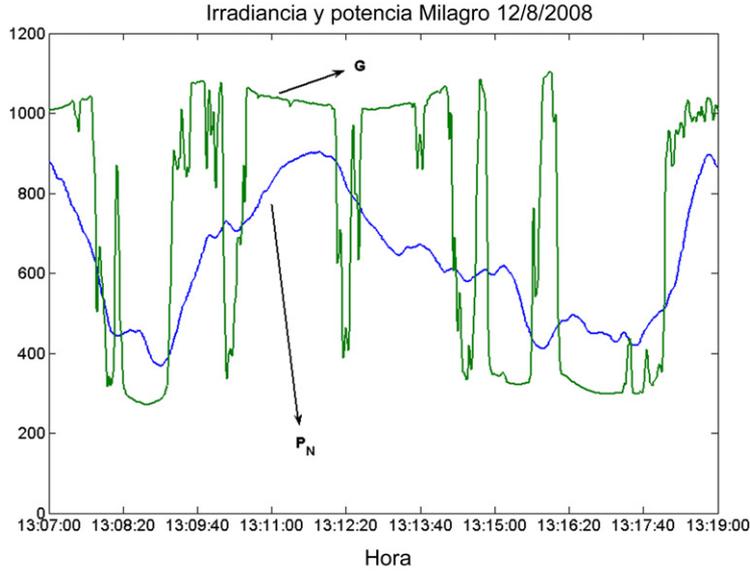


Figura 3. Evolución de la irradiancia en un punto y de la potencia de salida en la central fotovoltaica de Milagro (52 Ha; 9,5 MW) durante un periodo de 15 minutos del 12 de agosto de 2008. Es patente que las variaciones de la irradiancia son mayores que las de la potencia.

Para cuantificar el fenómeno, necesitamos establecer algunas definiciones: sea una serie temporal de valores de potencia,  $P(t)$ , obtenida con una cierta frecuencia de muestreo (1Hz, o un dato por segundo, en nuestro caso). Pues bien, se define como *fluctuación de potencia*,  $\Delta P_{\Delta t}(t)$ , en un instante  $t$  y para un intervalo de tiempo,  $\Delta t$ , a la diferencia entre los valores en los instantes  $t$  y  $t + \Delta t$  de la potencia normalizada de la central<sup>7</sup>. Es decir:

$$\Delta P_{\Delta t}(t) = \frac{[P(t + \Delta t) - P(t)]}{P^*} \quad [1]$$

donde  $P^*$  es la potencia nominal de la central, en el punto de conexión. El asterisco indica que la potencia nominal es la que entrega cuando el generador opera en las llamadas Condiciones Estándar de Medida (Irradiancia,  $G^*=1000 \text{ W/m}^2$ , y temperatura de célula,  $T_c^* = 25^\circ\text{C}$ ). Para la fluctuación de irradiancia,  $\Delta G_{\Delta t}(t)$  se puede establecer una definición similar, sin más que considerar que  $G^*=1000 \text{ W/m}^2$ . Conviene parar mientes en que  $\Delta t$  debe ser múltiplo del tiempo de muestreo de la señal, y en que, desplazando sobre la serie temporal una ventana de tiempo de amplitud  $\Delta t$ , esta definición conduce a la ob-

<sup>7</sup> Una definición más rigurosa considera la diferencia entre los valores máximo y mínimo observados en la ventana de tiempo  $\Delta t$ . Sin embargo, para intervalos de tiempo inferiores a 10 minutos no hay diferencia entre los resultados derivados de una u otra definición, y la elegida en el texto conlleva algunas ventajas prácticas.

tención de un valor de fluctuación para cada instante de la serie temporal original. La figura 4 presenta la evolución de las fluctuaciones de irradiancia y potencia correspondientes a las señales de la figura 3. Importa notar que cuanto mayor es la ventana de observación,  $\Delta t$ , mayores son las fluctuaciones resultantes, por la sencilla razón de que cuanto más tiempo transcurre más cosas pueden ocurrir.

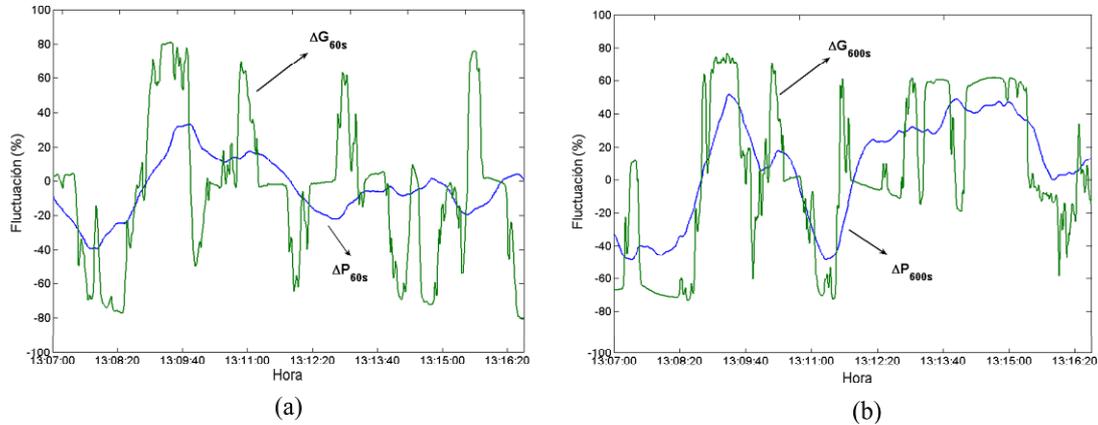


Figura 4. Evolución de las fluctuaciones de irradiancia y potencia correspondientes a las señales de la figura 3, para intervalos de observación de (a) 60 s y (b) 600 s.

En la medida en la que nos hayamos explicado bien hasta aquí, el lector habrá entendido que fluctuación de potencia equivale a posible susto para el operador del sistema y, por ello, entenderá también que el valor de la *fluctuación máxima* acaecida a lo largo del año,  $\Delta P_{\Delta t}^{\text{MAX}}[\text{año}]$ , resulte especialmente relevante. De ahí que ahora prestemos atención no sólo a este valor sino también a las posibilidades de su minimización.

### Atenuación por área

La explicación, apuntada más atrás, de por qué las fluctuaciones de potencia son más suaves que las fluctuaciones de irradiancia, sirve también para explicar por qué las fluctuaciones de potencia en una central tienden a ser más suaves cuanto mayor es el área que ocupa la central. Y en efecto, la figura 5, que relaciona  $\Delta P_{\Delta t}^{\text{MAX}}[\text{año}]$  con la potencia nominal de las centrales, utilizando  $\Delta t$  como parámetro, enseña que esto es precisamente lo que muestra las observaciones experimentales, y también que la relación entre la fluctuación máxima y el intervalo de observación exhibe cierta regularidad.

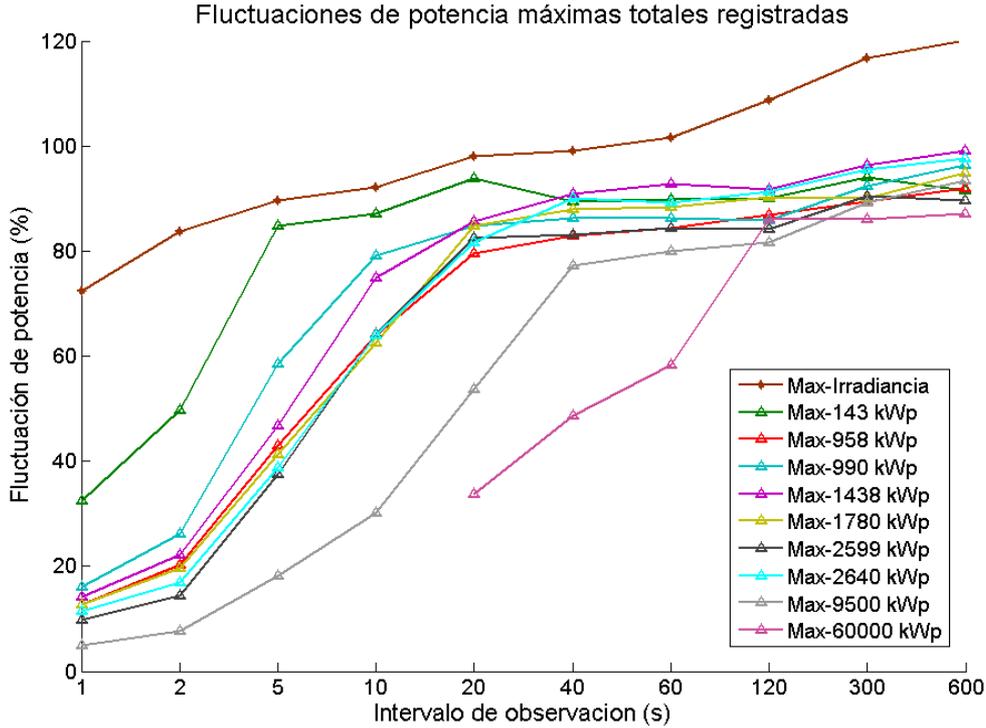


Figura 5. Fluctuaciones máximas de potencia observadas a lo largo de un año en las centrales de nuestro observatorio. El eje de abscisas representa el intervalo de observación en escala logarítmica. A modo de curiosidad, las fluctuaciones de irradiancia pueden ser mayores que 100%, porque en algunas ocasiones la combinación de sol y nubes hace que la irradiancia sea tan grande como  $1200 \text{ W/m}^2$ .

Toda regularidad observada respecto a algún fenómeno invita a buscar alguna descripción matemática. Las fórmulas correspondientes, además de lo elegantes que puedan parecer, son útiles porque permiten extender los resultados de los experimentos concretos a situaciones más generales. En otras palabras, permiten explicar lo que ha ocurrido en un caso y, más importante, predecir lo que puede ocurrir en otros. Pues bien, resulta que las regularidades de la figura 5 se describen muy bien por:

$$\Delta P_{\Delta t}^{\text{MAX}}[\text{año}] = 90\% \times (1 - e^{-0.24\Delta t}) \times S^{-\frac{1}{2\sqrt{\Delta t}}} \quad [2]$$

donde  $S$  representa el área ocupada por la central, expresada en Ha, y el resultado viene dado directamente en porcentaje de la potencia nominal fotovoltaica instalada. Llegar a esta fórmula ha sido mucho más arduo de lo que su relativa sencillez pudiera sugerir. Pero, más que recordar pasadas penas, aquí se trata de entender los mensajes que la fórmula encierra.

Para intervalos de observación inferiores al minuto, el tamaño de las centrales atenúa razonablemente bien las fluctuaciones de potencia. Por ejemplo, para  $\Delta t = 5 \text{ s}$ , se obtiene:

$$\Delta P_{5s}^{\text{MAX}}[\text{año}] = 90\% \times 0.7 \times S^{-0.16} \quad [3]$$

Así, la fluctuación máxima esperable de una central que ocupa 100 Ha no es más que del 30% de la potencia nominal de la planta. Pero conviene moderarse y no proclamar

esto como una noticia excelente, porque en realidad todo lo que está por debajo de 10 minutos cae dentro del mismo saco de imposibilidad de reacción del operador, de forma que de poco o nada sirve que las fluctuaciones observadas en 1 minuto sean pequeñas cuando las observadas en 10 minutos son grandes.

Para  $\Delta t = 600$  s (o  $\Delta t = 10$  minutos) que, recordemos, representa un límite para el tiempo de reacción del operador del sistema a las perturbaciones, la ecuación [2] se reduce a:

$$\Delta P_{600s}^{\text{MAX}}[\text{año}] = 90\% \times S^{-0,02} \quad [4]$$

donde importa notar, primero, que de una central con un área de 1 Ha cabe esperar una fluctuación  $\Delta P_{600s}^{\text{MAX}}[\text{año}, S = 1 \text{ Ha}] = 90\%$ , y, segundo, que es muy poca la atenuación asociada a que la central crezca en tamaño. Por ejemplo, incluso una central tan grande como la de Olmedilla, que ocupa cerca de 180 Ha, exhibe fluctuaciones tan grandes como el 81% ( $180^{-0,02} = 0,9$ ). Las centrales actualmente más comunes ocupan menos de 100 Ha, y de ellas cabe esperar fluctuaciones, en 10 minutos, superiores al 82% ( $100^{-0,02} = 0,91$ ) de su potencia nominal, que prácticamente suponen el paso de todo despejado (radiación directa más difusa) a todo nublado (sólo radiación difusa). Afortunadamente, el equipo fotovoltaico cuenta con un arma mucho más poderosa para reducir sus fluctuaciones y presentar una faz mucho más amigable frente al operador del sistema: la dispersión geográfica de su potencia, de la que trata el siguiente apartado.

### Atenuación por dispersión geográfica

La figura 6 muestra la evolución de la potencia, siempre normalizada a su valor nominal, de una sola central y de la combinación, o suma, de seis centrales observada durante media hora del 2 de febrero de 2010. La figura 7 muestra las correspondientes fluctuaciones de potencia para  $\Delta t = 20$  s e  $\Delta t = 600$  s. La atenuación es ahora manifiesta en ambos casos. Y la figura 8 muestra la relación entre la máxima fluctuación de potencia observada a lo largo del año en una combinación de centrales y el tiempo de observación, utilizando el número de centrales combinadas como parámetro. El fenómeno atenuador que se observa en esta figura queda bien descrito por la ecuación:

$$\Delta P_{\Delta t, N}^{\text{MAX}}[\text{año}] = \Delta P_{\Delta t, 1}^{\text{MAX}}[\text{año}] \times N^{-0,8 \times \Delta t^{-0,07}} \quad [5]$$

Donde  $\Delta P_{\Delta t, N}^{\text{MAX}}[\text{año}]$  representa la fluctuación máxima observada en una combinación de  $N$  centrales. Algunos ejemplos servirán para ahondar en la comprensión de este fenómeno: para  $\Delta t = 600$  s, la fluctuación máxima esperable de la combinación de 100 centrales no es más que el 10% ( $0,8 \times 600^{-0,07} = 0,5$ ;  $100^{-0,5} = 0,1$ ) de la esperable de sólo una. Y no hay que llegar a tanto: para reducir al 20% las fluctuaciones no hay más que agrupar 25 centrales ( $25^{-0,5} = 0,2$ ); y con sólo 10 centrales la atenuación es del 30% ( $10^{-0,5} = 0,3$ ). Ahora, el mensaje que transmite esta ecuación puede ser anunciado a bombo y platillo: la dispersión geográfica atenúa eficazmente todas las fluctuaciones de potencia inferiores a 10 minutos.

Pero hay que advertir que la validez de la ecuación [5] y, con ella, la de este feliz mensaje, presuponen la condición de que las fluctuaciones de potencia de dos centrales cualesquiera de la combinación resulten independientes entre sí. Azuzando un poco el mágn, el lector llegará a entender que hay una relación inversa entre la distancia entre dos

centrales y la correlación de sus fluctuaciones, es decir, a mayor distancia menor correlación. En un extremo, si dos centrales son colindantes, hasta el punto de que vistas desde el aire pudieran confundirse con una sola, sus fluctuaciones se ajustarán al mismo compás y de ello no resultará atenuación sensible alguna. De otra manera, el conjunto de las dos centrales se comportará como una sola de área doble, y, para  $\Delta t = 600$  s, la fluctuación esperable de ambas será tan grande como el 99% de la correspondiente a una sola ( $2^{-0,02} = 0,99$ ; eq[4]). Lo que hoy podemos afirmar a este respecto es que la distancia de 6 km, que es la menor de las que separan a las centrales de nuestro observatorio es suficiente para garantizar la independencia de sus fluctuaciones de potencia para tiempos inferiores a 10 minutos. Lo que ocurra para distancias menores está pendiente de estudio. Y aquí es oportuno recordar el viejo refrán de que “no hay mal que por bien no venga”. En efecto, el escenario económico establecido por el RD 661/2007 se tradujo en que una gran parte de las actuales centrales fotovoltaicas españolas estén constituidas por unidades de 100 kW bien diferenciadas. Y esto, que conlleva un número de inversores y transformadores seguramente alejado del óptimo económico, proporciona una excelente oportunidad para estudiar la relación entre distancia e independencia de fluctuaciones, puesto que en una misma central se dispone de muchas instalaciones, que pueden observarse individualmente y que guardan diferentes distancias entre sí. Por ejemplo, en la central de Olmedilla hay unidades de 100 kW, que distan entre 0,5 km y 2,5 km y en la de Moura, entre 0,2 km y 2,4 km.

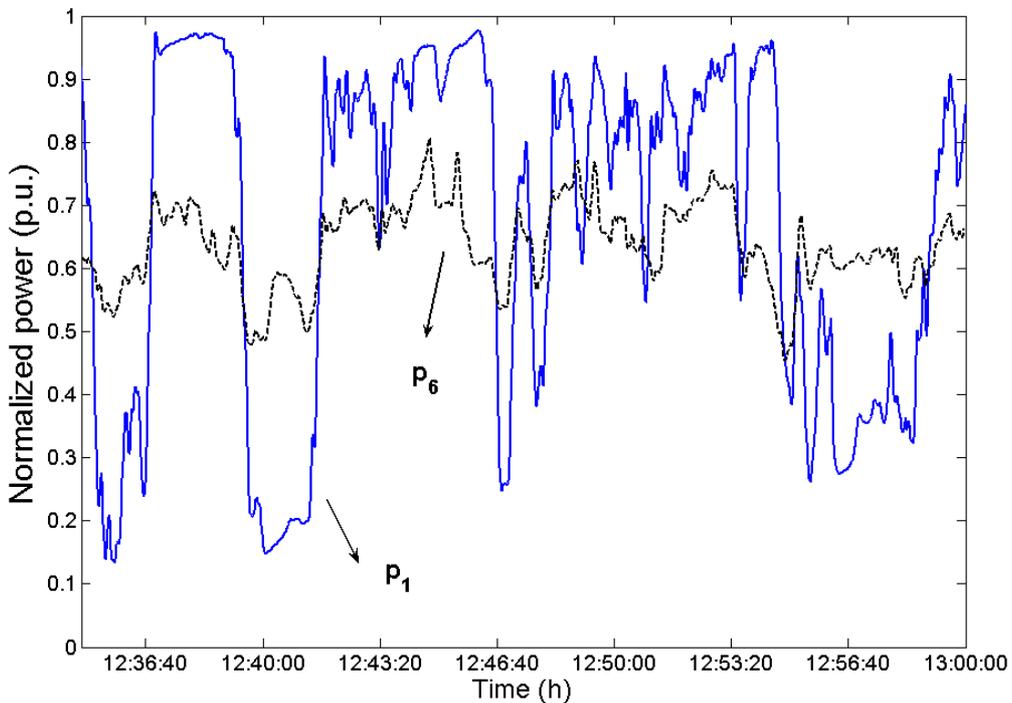


Figura 6. Evolución de la potencia, siempre normalizada a su valor nominal, de una sola central ( $p_1$ ) y de la combinación, o suma, de seis centrales ( $p_6$ ) observada durante media hora del 2 de febrero de 2010. La atenuación por dispersión es patente.

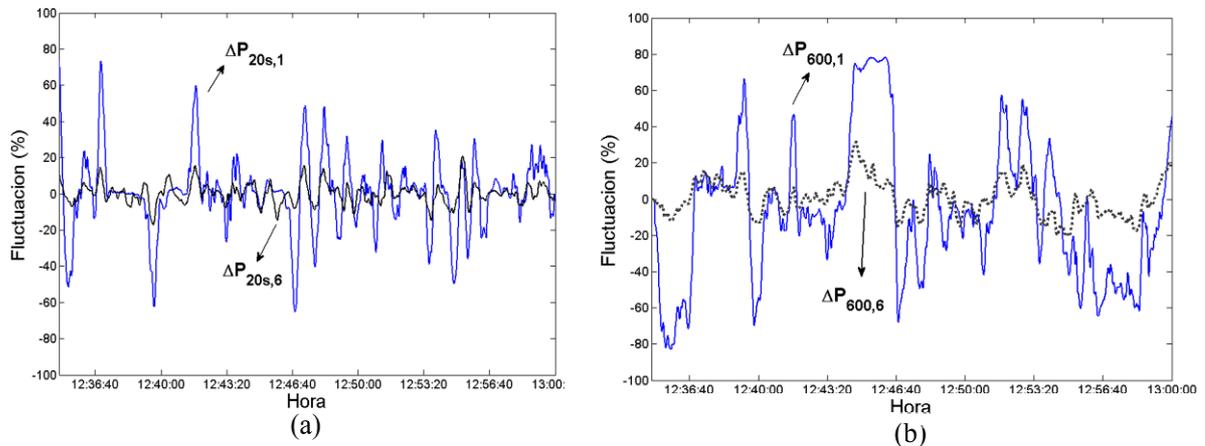


Figura 7. Evolución de las fluctuaciones de potencia correspondientes a las señales de la figura 6, para intervalos de observación de (a) 20 s y (b) 600 s. La atenuación es manifiesta en ambos casos.

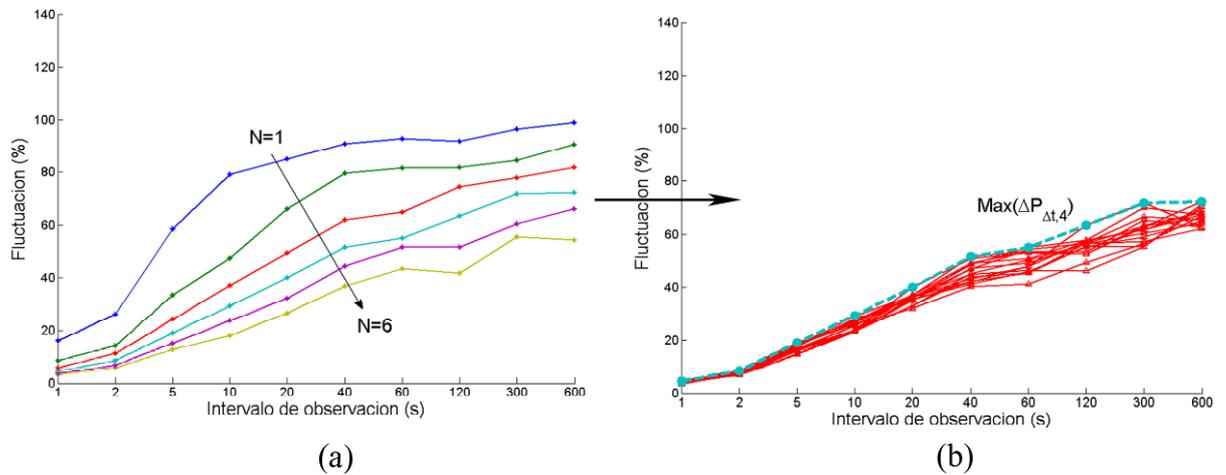


Figura 8. Fluctuaciones máximas de potencia observadas a lo largo del año en una combinación de  $N$  centrales, en función del tiempo de observación. (a) Con  $N$  como parámetro. (b) Detalle de las observaciones en las 15 combinaciones posibles de las 6 centrales tomadas en grupos de 4. La curva representada en (b) es la envolvente de las fluctuaciones máximas.

### Tejados contra centrales

Que el último párrafo del apartado anterior contenga varios ejemplos de lo mismo no es fruto del afán docente, para lo que llegaría con uno sólo. Sino de la conveniencia de atajar posibles interpretaciones apresuradas, y quizás también interesadas, del anuncio anterior. En efecto, el mensaje de que la dispersión geográfica es un atenuador eficaz de fluctuaciones arrostra el peligro de que se traduzca en algún lema del tipo: “cuanta más dispersión mejor”; y de ahí a defender las políticas que fomentan las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, contraponiéndolas a las instalaciones sobre suelo, no hay más que un paso. Sin embargo, tal argumentación sería francamente insostenible. Mucho más correcto sería algún lema del tipo: “con un poco de dispersión llega”; que resulta francamente neutral en cualquier disyuntiva entre tejados y centrales. La figura 9 es una representación gráfica de la ecuación [5] y sirve para insistir en esto mismo. Muestra la fluctuación máxima esperable de una potencia fotovoltaica de 100 MW repartida en  $N$

instalaciones iguales y suficientemente alejadas entre sí como para que sus fluctuaciones resulten independientes (al menos 6 km). Un simple vistazo permite constatar que la reducción de esta fluctuación es muy importante cuando comienza a crecer el número de instalaciones, pero que se suaviza mucho después.

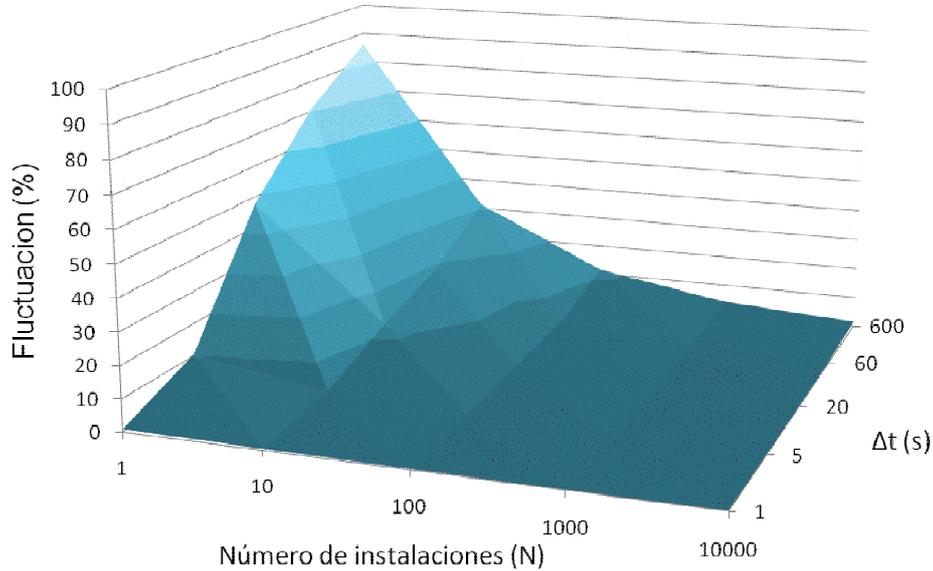


Figura 9. (a) Fluctuación máxima esperable de una potencia fotovoltaica de 100 MW, en función del número de instalaciones independientes en las que se distribuye,  $N$ , y del intervalo de observación,  $\Delta t$ . La fluctuación se entiende respecto a la potencia nominal.

### Índice de penetración fotovoltaica

Aquí se entiende por índice de penetración fotovoltaica a la relación entre la potencia nominal del conjunto de las instalaciones fotovoltaicas y la potencia total consumida en el sistema al mediodía. Un posible ejercicio para estimar el máximo que puede alcanzar consiste en estimar, primero, el máximo número de instalaciones que caben en un territorio,  $N_{MAX}$ , compatible con la condición de independencia de sus fluctuaciones, y, segundo, la potencia máxima fotovoltaica compatible con que la fluctuación de la potencia total (generada al mediodía en el conjunto del sistema) sea inferior al 10%. Una hipotética posibilidad para garantizar la independencia consiste en ubicar las instalaciones en los nudos de una red de teselas cuadradas de 6 km. de lado. Es fácil ver que, llamando  $S_{1C}$  al área de un cuadrado ( $S_{1C} = 36 \text{ km}^2$ ), el área del territorio,  $A$ , asociado a esta potencia viene dada por  $A = S_{1C} (\sqrt{N_{MAX}-1})^2$ , o, lo que es lo mismo, que las instalaciones que caben en un territorio cuadrado de área  $A$  son:

$$N_{MAX} = \text{ent}((A/S_{1C})^{1/2}+1)^2 \quad [6]$$

Por otro lado, es fácil entender que el criterio de garantizar que la fluctuación máxima de la potencia total al mediodía,  $P_{12}$ , sea inferior a 10% en 10 minutos impone a la potencia nominal fotovoltaica,  $P^*$ , la condición:

$$\Delta P_{600,N}^{MAX} \times P^* \leq 10\% \times P_{12} \quad \Rightarrow \quad P^* \leq \frac{10\%}{\Delta P_{600,N}^{MAX}} \times P_{12} \quad [7]$$

que, suponiendo el caso peor de que una sola planta pueda fluctuar el 100%, lleva a:

$$\Delta P_{600,N}^{MAX} = \frac{100\%}{\sqrt{N}} \Rightarrow P^* \leq P_{12} \times \frac{\sqrt{N}}{10} \quad [8]$$

que dice que el sistema puede ser incluso exclusivamente fotovoltaico al mediodía, siempre que esté distribuido en más de 100 instalaciones<sup>8</sup>, y que combinada con la ecuación anterior y con la obviedad de que  $P^* \leq P_{12}$ , lleva a:

$$P^* \leq P_{12} \times \max \left[ 1, \frac{1 + \sqrt{A/S_{1c}}}{10} \right] \quad [9]$$

Por ejemplo, la superficie de Gran Canaria es de 1560 km<sup>2</sup> y la potencia consumida al mediodía en ella es de aproximadamente 500 MW. La ecuación [6] dice que en la isla se podrían instalar hasta 57 centrales fotovoltaicas cuyas fluctuaciones fuesen independientes. Y la ecuación [9] que la potencia fotovoltaica total puede ser de hasta 379 MW.

El lector debe entender que estos cálculos son buenos sólo como primera aproximación. En realidad, el número de instalaciones tiende a ser mayor porque la isla no es cuadrada y porque es mejor utilizar teselas en forma de triángulos equiláteros de 6 km de lado. Pero, por otro lado, circunstancias como las restricciones medioambientales, la gana de los propietarios, la disponibilidad de terreno o la proximidad de las líneas de evacuación hace que la distribución real de las instalaciones adopte un patrón irregular (ni serán todas iguales, ni se ubicarán en los vértices de las teselas) que tiende a disminuir la atenuación por dispersión. Probablemente, una cosa se va con la otra, y la idea general de que en Gran Canaria podrían instalarse algo más de 300 MW fotovoltaicos, distribuidos en centrales del orden de 6,5 MW, sin afectar significativamente a la estabilidad del sistema, puede ser correcta.

Es fácil extender el ejercicio anterior a otras islas, estimando la potencia consumida actualmente al mediodía, a razón de entre 0,5 y 1 kW por persona, en función del grado de industrialización. Para facilitar la tarea y evitar de paso el riesgo de calcular con muchas cifras, que casaría mal con lo que no puede ser más que una aproximación, apuntamos aquí los datos redondeados de superficie, en km<sup>2</sup>, y de población, en miles de habitantes, de alguna de nuestras islas: Mallorca: 3640 km<sup>2</sup> y 846 mil habitantes; Menorca: 690 y 93; Ibiza: 541 y 124; Tenerife: 2000 y 900; El Hierro: 270 y 11; Lanzarote: 846 y 142; España: 500.000 km<sup>2</sup> y 47.000. Así podrá concluir que, con tal de establecer una mínima dispersión geográfica, es decir, incluso permitiendo la instalación de centrales de varios MW, el riesgo de afectar a la estabilidad en frecuencia de los sistemas eléctricos es francamente muy pequeño incluso con índices de penetración fotovoltaica próximos al 50%. Otra cosa es que factores de penetración tan altos exigieran medidas adicionales para mantener la capacidad de regulación primaria, de la que careen los actuales inversores fotovoltaicos, o que restaran horas de funcionamiento anual a otros tipos de centrales (fuel, gas, etc.) y que esto pudiera encarecer el coste de la electricidad en el conjunto del sistema. Pero esto es harina de otro costal, del que no se trata aquí.

<sup>8</sup> La posibilidad de que el sistema llegue en algún momento a estar sostenido sólo por instalaciones fotovoltaicas está excluida en la práctica ya que, al menos con inversores como los actuales, no habría regulación primaria de la frecuencia y el sistema se haría bastante inestable, quizá, a razón de 1Hz/1%.

## A la búsqueda de predicción diaria

El apartado anterior podría abonar la idea general de que, incluso en pequeñas redes insulares, es posible instalar mucha potencia fotovoltaica sin necesidad de preocuparse por sus repercusiones en la calidad del suministro eléctrico, a condición de que se distribuya en unas cuantas instalaciones cuya tipología y disposición geográfica se aproxime al ideal de que las instalaciones sean iguales y se ubiquen en los vértices de teselas de 6 km de lado. Y de ahí a olvidar esa condición, manteniendo la fe en el predicado: “se puede instalar mucha potencia fotovoltaica sin preocuparse de sus repercusiones en la frecuencia”, no hay más que un paso. Pero en ciencia no basta con el ardor satisfactorio de la fe. En vez de ello, hay que perseverar en la disciplina de dudar de todo y de que cuanta más duda mejor.

En este asunto de las fluctuaciones de potencia, la duda radica en el impacto que tenga la diferencia entre aquella disposición ideal y la que las circunstancias hagan que acontezca en la realidad. Por ejemplo, como ya comentamos más atrás, los 79 MW fotovoltaicos actualmente instalados en Tenerife, con la mitad concentrada en una única ubicación, están francamente alejados de ese ideal. Un apartado anterior comentó las posibilidades de estudiar la relación entre distancia e independencia de fluctuaciones, y ahora es oportuno mencionar que también hemos desarrollado métodos que permiten abordar el estudio del impacto del tamaño desigual de las instalaciones (por compasión hacia los lectores, no los explicaremos aquí); de manera que, aun siendo mucho lo que queda por hacer, es razonable entender que lo hecho hasta aquí permite abordar no sólo el estudio de las situaciones ideales sino también el de las reales que, por fuerza, resultará más restrictivas en lo que a penetración fotovoltaica se refiere. Por tanto, es lógico esperar que los operadores de los sistemas eléctricos mantengan posturas muy prudentes al respecto. De hecho, así parece indicarlo el contenido del recientemente aprobado RD 1565/2010, que en su artículo primero, impone que todas las centrales fotovoltaicas de potencia mayor de 10 MW (1 MW en las islas) dispongan de algún artilugio que permita al operador del sistema modular su potencia a voluntad, y que todas las centrales con potencia mayor que 1 MW envíen telemidas al operador del sistema en tiempo real.

Una posibilidad de protección que puede adoptar el operador del sistema es limitar la penetración fotovoltaica a un cierto máximo –que dependerá de las condiciones particulares de cada sistema, pero que siempre será inferior al estimado por las ecuaciones [7] y [8]– y mantener la limitación durante el año. Otra posibilidad, menos restrictiva, consiste en utilizar el artilugio anterior para limitar la penetración fotovoltaica únicamente aquellos días en los que se esperen fluctuaciones significativas. El uso del paraguas puede servir de símil: la primera posibilidad equivale a salir todos los días a la calle con paraguas, por si alguno llueve; mientras que la segunda equivale a salir con paraguas únicamente los días en los que el hombre del Tiempo ha anunciado lluvia. Y ocurre que el asunto de las centrales fotovoltaicas se parece más bien al de un lugar donde llueve poco. A modo de ejemplo, la figura 10 muestra la evolución anual de las 365 fluctuaciones máximas, para  $\Delta t = 10$  minutos, observadas cada día, en la combinación de las 6 centrales navarras de nuestro observatorio. Es manifiesto que los días, por así decirlo, peligrosos son más bien pocos. Por ejemplo, sólo 28 días superan el 40%, y sólo 5 el 50%.

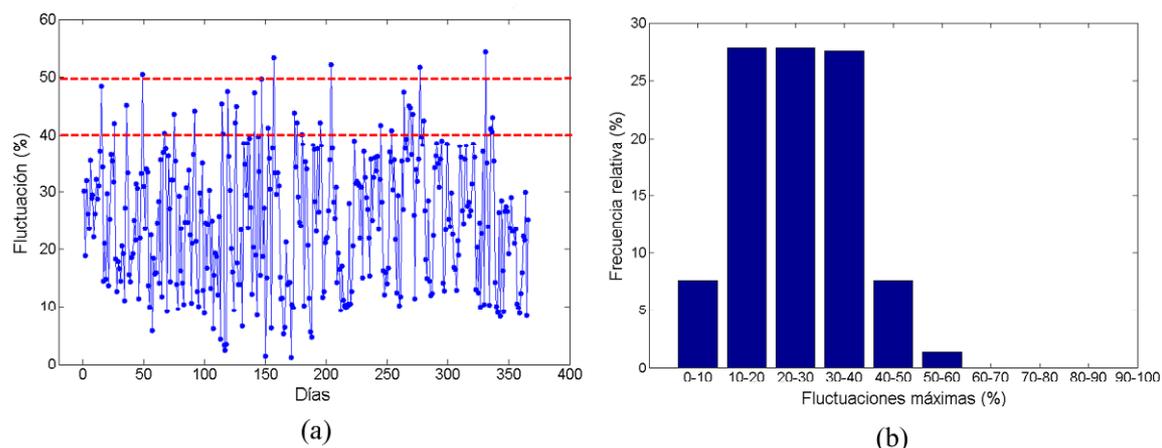


Figura 10. (a) Evolución anual de las fluctuaciones máximas diarias observadas, con  $\Delta t = 600$  s en la combinación de las 6 centrales navarras incluidas en el experimento. Las líneas de puntos ayudan a ver que sólo dos días superan el 50% y 19 días el 40% (b) Distribución correspondiente.

Un ejemplo servirá para entender la importancia de este hecho: supongamos un parque fotovoltaico como nuestra combinación de 6 centrales, funcionando en un sistema cuyas características limitan la fluctuación máxima de la potencia fotovoltaica a un 40%, y que para asegurarlo haya que limitar la potencia del parque al 80% del valor nominal (como ocurriría si la fluctuación máxima absoluta fuera del 50%). Pues bien, el precio de la protección, en términos de pérdida de energía anual fotovoltaica, sería del 20% en el caso de limitar la potencia durante todo el año y de sólo el 1,5% ( $20 \times 19/365 = 1,5$ ) en caso de limitarla únicamente los 28 días peligrosos. Obviamente, pérdida en la energía anual es sinónimo de pérdida en la rentabilidad económica. Seguramente perder el 1% es asumible, mientras que perder el 20% no lo es. En otras palabras, la predicción de las fluctuaciones permite en la práctica elevar los índices de penetración de la tecnología fotovoltaica.

Ahora bien, ocurre que todavía no se han desarrollado predictores de fluctuaciones fotovoltaicas; pero sí que están disponibles predictores de los fenómenos meteorológicos que las causan. Intuitivamente, es fácil entender que las fluctuaciones deben ocurrir preferentemente los días en los que hay nubes pero también claros y, además, bastante viento (las fluctuaciones están provocadas precisamente por el tránsito de nube a claro, o viceversa, y su magnitud crece con la velocidad del tránsito). La figura 11 enseña que efectivamente así parece ocurrir, mostrando la relación entre la fluctuación máxima, el índice de claridad,  $K_T$ , y la velocidad máxima del viento a una altura de 10 m,  $U_{10,M}$ , observados cada día en la combinación de las 6 centrales navarras que incluye nuestro observatorio. La figura se ha construido con un punto para cada día del año, utilizando los promedios de  $K_T$  y  $U_{10,M}$  para las 6 centrales. La correlación es suficiente como para animar al empeño de desarrollar predictores de fluctuaciones, a partir de los predictores meteorológicos más convencionales. Pero de momento la tarea está pendiente de hacer.

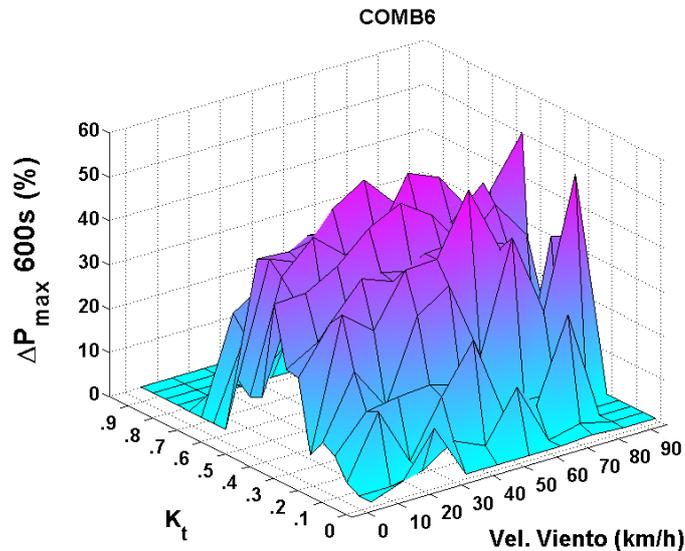


Figura 11. Relación entre la fluctuación máxima, el índice de claridad,  $K_T$ , y la velocidad máxima del viento a una altura de 10 m,  $U_{10,M}$ , observados cada día en la combinación de las 6 centrales navarras que incluye nuestro observatorio. Las fluctuaciones más grandes coinciden con días en los que, simultáneamente, se dan nubes y claros ( $K_T$  intermedios) y vientos fuertes.

## Conclusiones

La experiencia fotovoltaica española de estos últimos años ha propiciado un estudio, pionero en el escenario internacional, sobre el impacto de las fluctuaciones de la potencia fotovoltaica en la estabilidad del suministro eléctrico, resultando que:

- Las fluctuaciones de potencia, con intervalos de observación de 10 minutos, de una sola central fotovoltaica son francamente grandes. Incluso centrales tan grandes como 50 MW llegan a oscilar tanto como el 90%.
- La dispersión geográfica es un procedimiento muy eficaz para reducir las fluctuaciones. Para centrales separadas 6 o más kilómetros, la atenuación se ajusta a una ley del tipo  $1/\sqrt{N}$ . Así, la fluctuación de una combinación de 10 centrales iguales no es más que el 32% de la esperable de una sola.
- De lo anterior se deduce que, a condición de establecer un mínimo de dispersión geográfica, incluso índices de penetración fotovoltaica tan altos como el 30% del total de la potencia instalada en un sistema eléctrico insular, no representan riesgos significativos de perturbación de la frecuencia.
- La magnitud de las fluctuaciones parece guardar relación con el grado de nubosidad y con la velocidad del viento. Las mayores fluctuaciones corresponden a días en los que se dan simultáneamente dos condiciones; alternancia entre claros y nubes, y velocidades de viento altas.
- Con el nivel de penetración de la tecnología fotovoltaica en la red peninsular, es prácticamente imposible que las fluctuaciones de potencia asociadas al paso de nubes lleguen a perturbar significativamente la frecuencia del suministro.
- Para avanzar en el conocimiento de las fluctuaciones de potencia, convendría estudiar la relación entre la distancia entre centrales y la correlación entre sus respectivas fluctuaciones de potencia, y también la posibilidad de desarrollar predictores de fluctuaciones a partir de predictores meteorológicos convencionales.

## **Comentario final**

El tema de la relación entre la calidad del suministro y la conexión de centrales fotovoltaicas a la red eléctrica no se agota con el asunto de las fluctuaciones de potencia a corto plazo. Convertidas ya en un elemento más de la matriz de generación de electricidad, las centrales fotovoltaicas no sólo deben garantizar que no van en detrimento de la estabilidad del suministro, sino que también deben colaborar a ella, participando activamente en la resolución de problemas. Así, el RD 1565/2010 ha establecido la exigencia de que las futuras centrales fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW sean capaces de cumplir lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O.12.3 respecto a la respuesta en caso de huecos de tensión, para que puedan colaborar a despejarlos correctamente. Básicamente, tal procedimiento exige que las centrales se mantengan conectadas durante un segundo y proporcionando corriente reactiva. Las implicaciones prácticas de esta exigencia, también fueron tratadas en nuestro estudio, concluyendo que la complejidad tecnológica que asocia ese cumplimiento no es mucha. Pero este artículo ya va bastante largo, así que dejaremos tal asunto para otra ocasión.

En otro orden de cosas, aun aceptando que las fluctuaciones de potencia a corto plazo no representen una amenaza para la estabilidad del suministro, queda el asunto de la reserva de potencia que debe incorporar el sistema eléctrico para compensar las fluctuaciones a largo plazo, por ejemplo, de un día para otro. Como ya comentamos más atrás, mantener potencia de reserva puede encarecer el coste de la electricidad en el conjunto del sistema. Pero esto es harina de otro costal.

## **Agradecimiento**

David Alvira, de REE, ha tenido un papel extraordinariamente relevante en la puesta en marcha y ejecución de este proyecto. Acciona Solar y Nobesol han facilitado el acceso a sus plantas. J. Leloux, J. Muñoz, L. Narvarte y O. Perpiñán, han hecho valiosos comentarios al borrador de este artículo.