

---

# ¿Hay riesgo real de sufrir un apagón en España?

Miguel R. Duvison / Tomás Domínguez

**E**n tanto que la seguridad infinita conlleva un coste infinito, habida cuenta de que dicho coste no es asumible, se puede concluir que no es posible garantizar el suministro de forma absoluta.

Aunque la pregunta que abre este artículo desde el punto de vista de un público general puede parecer bastante precisa, lo cierto es que desde la perspectiva de la ingeniería esa pregunta sólo tiene una respuesta posible si no se introduce el concepto de probabilidad, y acompañando a éste, el de tiempo. Absolutamente todos los sistemas creados por el hombre son susceptibles de fallar y el sistema eléctrico no es una excepción. Un cero de tensión, o apagón que es como la población se refiere a ese concepto técnico, siempre es posible, lo cual no quiere decir en absoluto que tenga una alta probabilidad de materializarse. De hecho, en el sistema eléctrico peninsular español para encontrar algo lo más parecido posible a un apagón total –Galicia y Asturias evitaron el apagón en

aquella ocasión— hay que remontarse al 8 de julio de 1977, cuando muy pocos, por no decir ninguno, de los que hoy trabajamos en el sector eléctrico lo hacíamos entonces en él.

Pensar que han pasado 45 años desde el último apagón —cero total de tensión o simplemente cero en el argot del sistema eléctrico—, con una generación completa de ingenieros dedicados a que no se produzca esa perturbación, puede dar una idea clara de la altísima resiliencia de nuestro sistema eléctrico y, en general, del sistema eléctrico europeo del que formamos parte, aunque lo sea a través de una interconexión débil.

Anticipar que va a suceder un gran apagón es como anticipar que habrá algún gran terremoto en la península ibérica, una apuesta segura si no se le pone plazo. En 1755 un gran terremoto destruyó Lisboa, lo cual constata que puede haber terremotos en la península ibérica, pero también constata que es un suceso altamente improbable, al menos en una escala temporal humana. Afirmar que tendremos un gran apagón y asignarle fecha, como ha hecho recientemente un gobierno europeo, carece de verosimilitud desde la perspectiva electrotécnica. Es imposible saber cuándo será el siguiente terremoto, igual que es imposible anticipar cuándo se producirá un gran apagón en un sistema eléctrico bien diseñado y operado como es el sistema eléctrico español, o europeo en un ámbito más amplio.

Ello no quiere decir que el sistema eléctrico, ante determinadas situaciones puntuales y sobrevenidas, como puedan ser fallos de algunos elementos del sistema, no pueda entrar en lo que se denomina estado de emergencia. El estado de emergencia es aquel en el que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal, incluyendo aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local. Dicho con palabras más sencillas, cuando en el sistema hay elementos sobrecargados o las tensiones están

fuera de los límites establecidos o hay corte de suministro en alguna zona del sistema –realmente este tercer caso se puede considerar un caso particular del segundo– el sistema está en situación de emergencia.

Es muy importante tener siempre presente que el objetivo final de cualquier actuación sobre el sistema eléctrico sea cual sea su estado, pero particularmente en emergencia, es minimizar la energía no suministrada a los consumidores en el largo plazo, y el largo plazo, hablando de la operación en tiempo real, se podría fijar en semanas. De nada serviría tomar acciones –u omitir acciones– que eviten un corte de suministro ahora, si ello supone una alta probabilidad de evolución del sistema hacia una perturbación o de daño en instalaciones que comprometa seriamente el suministro de energía en el futuro.

Desde el punto de vista formal, el sistema eléctrico tiene cuatro estados posibles:

a) Estado normal: situación en la que todas las variables que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias. Es decir, tanto cargas por los elementos del sistema como tensiones están en valores admisibles por la normativa y ante cualquier fallo posible que contemple la normativa eso sigue siendo así.

b) Estado de alerta: situación correspondiente al caso en que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.

c) Estado de emergencia: situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

d) Estado de reposición: situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona amplia o en la totalidad del sistema eléctrico y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Tal como establece la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, la función principal del operador del sistema, Red Eléctrica de España para nuestro país, es garantizar el suministro a los consumidores, para lo que es esencial mantener al sistema eléctrico en estado normal el mayor tiempo posible, y así sucede en un altísimo porcentaje del tiempo. Sin embargo, como decíamos al principio, los equipos pueden fallar o presentarse elementos externos que lleven al sistema a una situación de alerta o emergencia. Y es ahí donde una rápida actuación del operador del sistema es clave para devolver al sistema a un estado normal, ya sea actuando sobre la generación o sobre la topología de la red o sobre ambas de forma coordinada. Y esta última palabra es la clave. Es el operador del sistema el que garantiza que los cientos de agentes generadores, distribuidores y el transportista actúen siempre de forma coordinada para resolver cualquier situación de riesgo para el sistema.

Para ilustrar la baja probabilidad de que se produzca un cero de tensión generalizado será útil revisar algunas perturbaciones importantes registradas en el sistema peninsular español, muy distantes en el tiempo y que no llegaron a producir el referido gran apagón.

Así cabe recordar el último incidente relevante que afectó al sistema eléctrico español el 24 de julio de 2021. Este incidente tuvo su origen fuera de nuestras fronteras, concretamente en el sur de Francia, en donde en el plazo de apenas tres minutos, desconectaron –dispararon en terminología del sector eléctrico– tres importantes líneas de transporte francesas, lo cual derivó a los pocos segundos en una desconexión total de la península ibérica del resto

del sistema eléctrico europeo. Tras el primer disparo de una línea francesa el sistema se quedó en estado de alerta –no había sobrecargas ni problemas de tensión, pero había alguna contingencia que, de producirse, sí llevaría a la aparición de sobrecargas. En esta ocasión, aunque se comenzaron a tomar medidas para devolver al sistema al estado normal, no hubo tiempo material antes de que se produjeran los siguientes disparos de líneas en Francia causando el aislamiento referido del sistema eléctrico peninsular con pérdida parcial de generación y de demanda en España y Portugal.

La operación del sistema ha de adelantarse de forma proactiva a circunstancias de muy diferente índole que potencialmente podrían afectar a su seguridad y, por tanto, a la alimentación de la demanda. En este caso los dos primeros disparos de líneas en Francia fueron provocados por una causa común, un incendio forestal, del que no había sido oportunamente informado el operador del sistema francés. De haberse conocido esta circunstancia con antelación, tanto el operador del sistema francés como el español, hubieran tenido tiempo de adecuar sus sistemas a ese riesgo especial. No obstante, aun alcanzando el sistema el estado de emergencia, los planes de defensa actuaron correctamente estabilizando la península ibérica, lo que permitió proceder a su reconexión al resto del sistema europeo en 32 minutos desde que se produjo la separación. El sistema se mantuvo estable en todo momento y únicamente perdió el suministro temporalmente algo más de una décima parte de la demanda eléctrica.

Un buen ejemplo de actuación proactiva del operador del sistema, tan necesaria, como se ha adelantado anteriormente, fue la situación de pandemia por COVID-19. Realmente la pandemia no cambió el estado «nominal» del sistema que se mantuvo en situación normal en todo momento. Sin embargo, los riesgos potenciales que presentaba esta crisis sanitaria sobre el sistema eléctrico

llevaron a tomar medidas preventivas para minimizar el impacto, por ejemplo, sobre los centros de control, aumentando su número, dotándolos con equipos de operadores aislados entre sí, implementando apoyos mutuos entre centros de control de la península y las islas, y estableciendo protocolos de operación ante todo tipo de escenarios con indisponibilidad de operadores. También se limitaron al máximo las indisponibilidades de elementos de la red de transporte durante los meses más críticos del confinamiento, precisamente para minimizar la posibilidad de que el sistema eléctrico cayese en algún momento en un estado de emergencia coincidiendo con una situación crítica para el país.

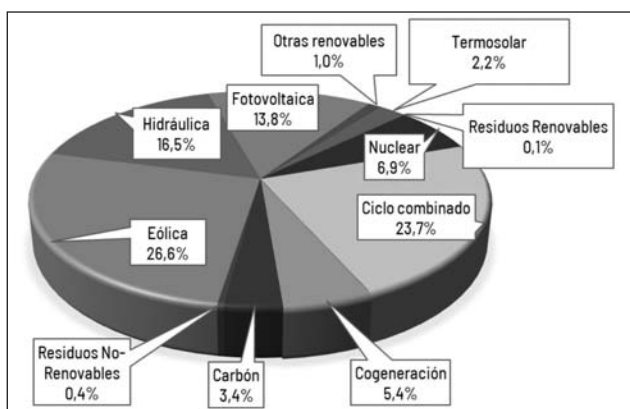
Otros ejemplos de situaciones en las que el operador del sistema toma medidas especiales ante situaciones también especiales, originadas fuera del sistema eléctrico, para minimizar la probabilidad de que éste llegue a alcanzar una situación de emergencia, y mucho menos de reposición, pueden ser las jornadas electorales, las jornadas de huelgas generales u otras situaciones que puedan afectar particularmente al servicio eléctrico.

Conviene tener presente que la energía eléctrica no es más que una manifestación de la energía. Pensemos en que una central de ciclo combinado se transforma en energía eléctrica la energía calorífica resultante de la combustión del gas natural; el consumidor de esa energía eléctrica la podrá convertir, por ejemplo, en energía cinética, potencial u, otra vez, en calor. La misma reflexión podríamos hacer con un generador eólico que convierte la energía cinética del aire atmosférico en movimiento, en energía eléctrica y esa energía eléctrica puede ser utilizada a cientos de kilómetros para múltiples fines, entre ellos, mover aire con un ventilador. En definitiva, en el sistema eléctrico hay unos elementos, los generadores, que convierten una gran variedad de energía primaria –procedente del gas, de los núcleos fisibles de uranio, del viento, de la radiación solar, de la energía potencial del agua– en energía

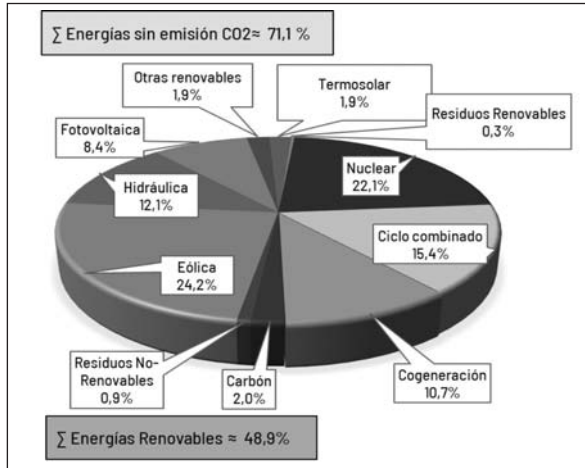
eléctrica que cualquier consumidor puede fácilmente convertir de nuevo en cualquier forma de energía que necesite –calor, energía cinética, potencial, lumínica... De hecho, se dice que la energía eléctrica es la forma de energía de mayor «calidad» que existe, al ser posible su conversión en cualquier otra forma de energía de forma fácil y eficiente.

La cuestión clave es que para que haya la suficiente energía eléctrica por unidad de tiempo (potencia) para cubrir en todo momento la demanda de ésta, ha de haber una disponibilidad equivalente de energías primarias de acuerdo con el mix de generación del sistema. De nada serviría tener mucho viento en un sistema eléctrico que sólo tuviese ciclos combinados, ni mucho gas en un sistema que sólo tuviera generación eólica.

Por ello es importante que el mix de generación sea variado y equilibrado, con generadores que utilicen diferentes fuentes de energía primaria y que esta energía primaria sea fiable, económica y accesible. El mix de generación en España cumple esas condiciones, tal como se muestra en los siguientes gráficos:



Reparto de potencia instalada a 31 de diciembre de 2021.



Reparto de energía generada en 2021.

Todas las fuentes de energía para producir energía eléctrica, sin excepción, tienen importantes ventajas y todas, sin excepción, carecen de algunas de ellas. La disponibilidad de un mix variado permite aprovechar los aspectos positivos de todas las fuentes de energía y que el sistema eléctrico no se vea penalizado por las carencias de ninguna.

Es fácil comprender que uno de los factores que puede poner en riesgo el suministro eléctrico es la disponibilidad de la energía primaria que necesitan los generadores del sistema. Si imaginamos un sistema eléctrico que sólo dispone de generadores que utilizan un tipo de combustible y ese combustible es importado, es evidente que ese sistema eléctrico es altamente vulnerable. Este fue el caso del Líbano, que se quedó sin la posibilidad de importar los combustibles que necesita, lo que derivó en un gran apagón de todo el país el 9 de octubre de 2021.

En el caso de España, durante el año 2021, más del 71 % de la energía eléctrica no ha sido emisora de CO<sub>2</sub>, lo que –más allá de



la importancia medioambiental que supone—, desde el punto de vista de la seguridad de suministro, significa que ese mismo porcentaje de nuestra demanda eléctrica no depende de los combustibles fósiles, prácticamente el 100% importados.

Por lo tanto, en nuestro país, incluso con restricciones severas en el acceso a combustibles fósiles, particularmente gas, esa eventualidad no conduciría en ningún caso a un apagón total. No obstante, sí podría implicar complicaciones operativas significativas al limitar el uso de una tecnología de generación como es el ciclo combinado con relevantes ventajas, ya que es totalmente gestionable y flexible —arranca y para cuando se precisa y su producción es la que conviene en cada momento al sistema eléctrico— y supondría también la dificultad o imposibilidad efectiva para cubrir toda la demanda del sistema eléctrico en determinados momentos, dependiendo de la importancia de las restricciones. Pero en ningún caso supondría un apagón total en España.

Pero con independencia de la disponibilidad de las fuentes primarias de energía para los distintos medios de generación con los que cuenta el sistema eléctrico español, resulta que, con cierta periodicidad, de muchos años, pueden aparecer diversas situaciones de emergencia. Es por ello por lo que ante la inevitabilidad de que se produzcan perturbaciones lo que ha de hacerse es preparar al sistema eléctrico y a quienes participan en su operación para abordar esas situaciones con la mayor eficacia posible. Así, Red Eléctrica con el apoyo de generadores, distribuidores y transportista, tras la perturbación que se registró el 24 de agosto de 1993 en Cataluña, que produjo el corte de suministro eléctrico a prácticamente la totalidad de esa comunidad autónoma, dio un impulso decisivo a todo aquello relacionado con los planes de reposición del servicio, desarrollando planes detallados y específicos para cada una de las regiones de la península, así como planes nacionales. Igualmente se impulsó el uso de los simuladores del sistema de

control (OTS, Operators Training Simulator) tanto en la formación de operadores como en la ejecución de simulacros periódicos de reposición; todo ello nada habitual en los sistemas eléctricos de los diferentes países hace casi treinta años.

En este punto conviene recordar que el sistema eléctrico es un todo en el que todas las partes son importantes. Así, siendo fundamental disponer de un mix de generación equilibrado también lo es contar con una red suficientemente robusta, como veremos a continuación.

Vale la pena en esta explicación abrir un paréntesis para ilustrar esta necesidad de fuentes suficientes y diversificadas de energía, recordando que ocho años más tarde de que tuviera lugar la perturbación mencionada, el 17 de diciembre de 2001, España sufría una intensa ola de frío que llevó las puntas de demanda a valores superiores a 35.000 MW, registrándose insuficiencia de potencia para alimentar a la totalidad de la demanda. Poniendo en contexto esta cifra, el pasado 17 de diciembre de 2021, veinte años después, la punta de demanda fue 35.277 MW, aunque es cierto que el 8 de enero de 2021, el temporal Filomena llevó la punta de demanda a 42.226 MW, y el récord histórico supera los 44.000 MW.

Hay que ser conscientes de que hace veinte años la potencia instalada apenas era suficiente para cubrir esta punta. No debe olvidarse que el primer ciclo combinado entró en servicio en 2002 y la generación eólica era incipiente y apenas tenía ningún peso en el sistema en el año 2001. Sólo estas dos tecnologías representan hoy más de 50.000 MW instalados y el desarrollo habido del sistema en su conjunto durante estos veinte años han hecho que se superase la punta de demanda del temporal Filomena sin mayor dificultad «eléctrica». Cuestión diferente fueron las dificultades de movilidad compartidas con gran parte del país.

Volviendo a 2001, entonces el mix de producción se apoyaba de forma importante en la generación de carbón, mayoritariamente

en el noroeste de la península, y en la generación hidráulica, también concentrada en una proporción importante en el noroeste. Toda la generación de ciclo combinado que hoy se despliega por el arco mediterráneo no existía y, por supuesto, la red de transporte no tenía el desarrollo actual tras veinte años de despliegue de nuevas infraestructuras. Por lo tanto, la cobertura de esta demanda, extrema para la época, requería el transporte de grandes cantidades de energía desde la zona noroeste de la península hacia el centro, sur y levante a través de una red de transporte insuficiente sin todos los elementos puestos en servicio en los últimos veinte años.

El progresivo incremento a lo largo de la tarde de aquel día de la potencia transportada desde la zona noroeste hacia el resto del sistema, según se iba incrementando la demanda de éste, hizo que las zonas con mayor demanda y menos generación, fundamentalmente Madrid y Valencia, entrasen en una situación de precolapso de tensión.

La rápida actuación del operador del sistema dando la orden, eficazmente ejecutada por los distribuidores, de deslastrar de forma manual 300 MW de demanda en Madrid y 200 MW en Valencia, actuando exactamente en los nudos, cantidad y momento preciso, evitó un colapso completo cierto en pocos minutos. Este es un claro ejemplo de una decisión muy difícil tomada en una situación de emergencia del sistema, con la que se ha de sacrificar parte de la demanda suministrada en ese momento en aras de minimizar el impacto sobre el sistema en su conjunto.

Si el operador del sistema no hubiera actuado como lo hizo, ese incidente lo referiríamos hoy como el último gran apagón en la península. De hecho, tres años después, Grecia se encontró en una situación muy similar, pero el final no fue el mismo, acabando en un gran apagón el 12 de julio de 2004, afectando a toda la zona sur del país, incluyendo la capital Atenas, a un mes de comenzar los Juegos Olímpicos en esa ciudad.

Otra situación crítica, que a pesar de su gravedad no condujo al apagón por cuya posible ocurrencia se nos pregunta, se produjo ocho años más tarde, entre el 23 y el 25 de enero de 2009, cuando la mitad norte de la península ibérica y el sur de Francia fueron afectados por un ciclón de grandes proporciones con vientos superiores a los 200 km/h. Este ciclón causó en el sistema eléctrico peninsular español los daños más graves que se han registrado, al menos, en el último cuarto de siglo.

El día 23 era viernes y las previsiones meteorológicas indicaban la entrada de este ciclón a última hora del día con posibles efectos devastadores sobre las infraestructuras de todo tipo, incluyendo las del sistema eléctrico. Ante esta previsión se reprogramó la generación del sistema teniendo en cuenta que gran parte de la producción eólica prevista podría perderse, como así sucedió, como consecuencia de la parada de los aerogeneradores a partir de una determinada velocidad del viento. De hecho, no fue ésta la única causa de la pérdida de generación eólica ya que más de 1.000 MW de esta tecnología quedaron dañados como consecuencia de los vientos soportados.

Las decisiones tomadas en la mañana del viernes, en cuanto a la reprogramación de la generación, se realizaron atendiendo a las circunstancias a las que se enfrentaba el sistema. Así, la primera condición fue programar generación térmica capaz de sustituir la previsible –y luego cierta– pérdida de producción eólica. La generación térmica necesita unos determinados tiempos de arranque, especialmente la generación de carbón. Por ello se decidió mantener acoplados todos los grupos de carbón que tenían prevista su parada a última hora del viernes como consecuencia del fin de semana. Adicionalmente se decidió el acoplamiento de ciclos combinados estableciendo dos conjuntos. Un primer conjunto se programó en la mitad sur de la península con el objetivo de garantizar la disponibilidad de generación en el sistema que estuviera libre

del embate del ciclón. Un segundo conjunto se programó en la zona norte de la península, no por razones de cobertura sino con el fin de reforzar el sistema ante la eventual pérdida de elementos de la red de transporte o de generación ya acoplada en la zona como consecuencia del ciclón. Y la última condición era que el total de los mínimos técnicos de la generación acoplada no presentase problemas, pensando, además, que podrían producirse pérdidas de demanda importantes. Finalmente se programaron 13 grupos adicionales.

El ciclón entró por el oeste de la península y en tan sólo dos días se produjeron más del 25 % de las desconexiones intempestivas de elementos de la red de transporte que tienen lugar durante todo un año normal. Especialmente dura fue la madrugada y la mañana del sábado. Durante la madrugada del sábado se produjeron dos cortes de suministro que afectaron a gran parte de la provincia de La Coruña como consecuencia de la gran cantidad de disparos de líneas. Ambos cortes fueron repuestos de forma inmediata.

Como consecuencia del ciclón resultaron derribadas por el viento diez líneas de la red de transporte, pero en pocos días se consiguió habilitar siete circuitos provisionales aprovechando diferentes cruzamientos de líneas.

En el sur de Francia el ciclón afectó también de forma importante a su red de transporte, de forma que la carga de la subestación de Baixas se quedó alimentada únicamente desde España durante varios días hasta que el TSO francés, RTE, pudo reparar el doble circuito de 400 kV Baixas-La Gaudière. Durante el sábado 24 los daños en la red francesa estuvieron a punto de dejar aislada la península ibérica del resto del sistema europeo, lo cual requirió una atención muy especial al equilibrio generación-demanda y los márgenes de reserva de generación ante la eventualidad de perder la conexión con Europa y, adicionalmente, tener que alimentar alguna demanda del sur de Francia.

De la gestión de esta situación de emergencia son destacables las decisiones que se tomaron con antelación al paso del ciclón en relación con la generación. En una situación de este tipo la decisión óptima es simplemente la que minimiza el riesgo de pérdida del sistema y ese objetivo se cumplió satisfactoriamente. Por otro lado, los disparos por viento de las líneas, más de 400, muchos de ellos concentrados en las primeras 12 horas del sábado, se gestionaron adecuadamente por un turno de operación perfectamente formado y entrenado. Análoga reflexión cabe realizar para las redes de distribución (tensiones inferiores a 220 kV).

Antes de concluir resulta de interés llamar la atención sobre los efectos que para la garantía de suministro tiene la transición energética que se deriva de la implantación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en España y de los planes correspondientes en el resto de la UE. El cambio de los generadores que representan la base del funcionamiento seguro del sistema –generadores síncronos que dotan al sistema de la inercia que lo estabiliza y de las capacidades de suministro de energía, regulación de la potencia, la frecuencia y la tensión necesarias– por otros basados en electrónica de potencia –esencialmente carentes de esas capacidades– representa un reto extraordinario que habrá que superar de forma ineludible para lograr un mix de producción descarbonizado. Para ello resultará esencial dotarse de instalaciones de almacenamiento hidráulico, interconexiones y otros instrumentos complementarios que el desarrollo de nuevas tecnologías deberá poner a nuestro alcance (*grid forming*, baterías...).

A modo de conclusión, y volviendo a la pregunta inicial, se puede afirmar que no hay riesgo real concreto de sufrir un apagón completo en España si se entiende como «riesgo real» un riesgo inminente y con una probabilidad de ocurrencia significativa. No hay ningún dato objetivo que indique que tal riesgo inminente exista. De lo que sí hay evidencias –algunas las hemos expuesto

aquí— es de que el sistema eléctrico español es resiliente y está bien desarrollado, y cuenta con un operador del sistema, generadores, distribuidores y transportista capaces de gestionar el sistema eléctrico en el ámbito de sus respectivas competencias tanto en momentos de calma, como también, y así lo han demostrado históricamente en todas las ocasiones que ha sido preciso, cuando se presentan las condiciones más difíciles, de forma que el suministro eléctrico esté razonablemente garantizado.

M. R. D. / T. D.

