

COMO FUNCIONA UNA RED ELÉCTRICA Y POR QUE SE PRODUCEN APAGONES

Luis Pardillo Vela 22/01/2026

Las centrales hidráulicas, térmicas, nucleares y también las eólicas, funcionan con el mismo principio básico: un fluido como agua, vapor de agua o aire, hace girar un rotor provisto de electroimanes que giran alrededor de un bobinado fijo, generando corriente según la ley de Faraday. El resultado es una corriente alterna (CA) con un valor de tensión entre 6k y 30 kV, que se eleva, en la misma central, mediante gigantescos transformadores para su transporte a **Muy Alta Tensión (MAT)**, con valores de **220 kV y 400 kV**, o a **Alta Tensión (AT)** con valores de 66, 110 o 132 kV para largas distancias. Luego se reduce mediante transformadores a **Media Tensión (MT)**, de **15, 20 o 36 kV**, para abastecer a ciudades e industrias y finalmente, se reduce a **Baja Tensión (BT)** para consumo en hogares y pequeños negocios a 230/400V monofásica/trifásica.

¿Por qué se eleva la tensión a valores tan altos para luego bajarlos? La potencia transmitida por los cables es $P = V \cdot I$, al elevar el voltaje disminuimos la intensidad de corriente y evitamos pérdidas por calor, debido a la resistencia del cable (efecto Joule), a no ser que usemos cables muy gruesos, lo cual es muy costoso y problemático.

Por otro lado, las fotovoltaicas, mediante el efecto fotoeléctrico, producen corriente continua, que se convierte en alterna mediante inversores. Después, la tensión se eleva con transformadores, de forma escalonada, para conectarlas a redes de media, alta o muy alta tensión según la potencia de la instalación y la distancia de transporte.

En la corriente alterna, la tensión varía de forma sinusoidal entre valores positivos y negativos, completando un ciclo a una frecuencia determinada por la velocidad del rotor del generador. En Europa, y gran parte del mundo, la frecuencia es de 50 Hz; mientras que en EE. UU. y otros países, es de 60 Hz.

Para que los generadores de las distintas centrales eléctricas funcionen de forma coordinada, deben estar sincronizados tanto en frecuencia como en fase, manteniéndose muy cerca del valor nominal de $50 \pm 0,2$ Hz y un desfase $\pm 5^\circ$ (de los 360° del ciclo). La frecuencia de la red es un parámetro clave, ya que está ligada directamente a la velocidad de giro de los rotores de los generadores.

Cuando la frecuencia se desvía, significa que alguno de los generadores empieza a perder la sincronización con el resto del sistema. Dado que todos están eléctricamente acoplados, esta descoordinación puede generar oscilaciones y vibraciones mecánicas en los generadores, así como variaciones de potencia y picos de tensión que afectan al conjunto de la red. Para evitar daños, las centrales disponen de protecciones que actúan si la frecuencia sale de los márgenes normales de operación ($\approx 50 \pm 0,2$ Hz). En situaciones excepcionales se permiten desviaciones mayores durante muy pocos segundos, pero si el sistema no logra estabilizarse, las protecciones provocan la desconexión automática del generador para evitar un colapso mayor.

Es como en un tándem de tres ciclistas con una misma cadena, basta con que uno pedalee a mayor o menor el ritmo para que aparezcan tirones que afectan a todos.

En cuanto a la tensión, los márgenes son más amplios según el nivel de tensión de la red: desde $\pm 5\%$ en líneas de 400 kV o $\pm 10\%$ en las líneas de 230 V.

La red eléctrica tiene sensores situados en puntos estratégicos de la misma para monitorear la frecuencia y otros parámetros eléctricos, enviando datos a los centros de control que **gestionan la demanda y oferta de potencia eléctrica** en tiempo real, permitiendo corregir desviaciones y mantener la estabilidad del sistema.

Gestionar la demanda y la oferta es muy importante: cuando hay más demanda de energía, como en horas punta o días de calor con muchos aires acondicionados en uso, un generador conectado a la red “siente” más carga, y su rotor experimenta una mayor oposición al giro, lo que tiende a reducir la frecuencia de la corriente. En cambio, cuando la demanda es baja, esa oposición disminuye y la frecuencia tiende a subir.

Para ilustrar la relación entre la demanda eléctrica y la frecuencia, imaginemos un tiovivo con una carga media de clientes, impulsado de forma coordinada y constante por 4 personas. Si sube más gente (aumenta la demanda), la velocidad a la que pueden hacerlo girar disminuye (baja la frecuencia); si, por el contrario, se baja de repente mucha gente (baja la demanda), la velocidad de giro aumenta (sube la frecuencia).

En la red eléctrica, para mantener la frecuencia en torno a 50 Hz intervienen, en primer lugar, los reguladores de las turbinas, que ajustan la potencia entregada al rotor en tiempo real. Sin embargo, antes de que estos sistemas actúen, entra ya en juego la **inercia del sistema**, que atenúa de forma natural las oscilaciones iniciales. Cuantas más grandes masas giratorias sincronizadas haya, es decir, más generadores con rotores de gran masa en funcionamiento, mejor será la capacidad del sistema para resistir cambios bruscos de carga. En el símil del tiovivo, si este es muy pesado y robusto, aunque falle uno de los impulsores o cambie de golpe el número de pasajeros, la inercia permite mantener el ritmo durante unos instantes.

Es importante subrayar que las centrales renovables no aportan inercia mecánica, ya que su conexión a la red se realiza mediante electrónica de potencia (inversores) y no mediante un rotor pesado acoplado directamente a la frecuencia de la red. Por ello, ante la alta penetración de estas energías, se recurre a la llamada **inercia virtual o sintética**. Esta tecnología imita electrónicamente el efecto estabilizador de una masa giratoria, permitiendo que las renovables y los sistemas de almacenamiento respondan en milisegundos: si detectan que la frecuencia sube, señal de baja demanda o exceso de generación, reducen su aportación; si baja la frecuencia, indicación de un exceso de demanda, inyectan energía rápidamente para ayudar a estabilizar el sistema, utilizando energía almacenada, por ejemplo, de baterías cargadas en baja demanda.

Cuando estos ajustes de inercia y control de turbinas no son suficientes para equilibrar el sistema, se activan otras herramientas de gestión, como:

Sistemas de Almacenamiento: En momentos de exceso de producción, las **centrales hidráulicas de bombeo** utilizan la energía sobrante para elevar agua a un embalse superior, liberándola más tarde para generar electricidad e inercia cuando la demanda

sube. Asimismo, **baterías electroquímicas a gran escala** aportan una respuesta ultra rápida para absorber picos de producción o inyectar energía, según sea el caso (es la inercia virtual comentada antes).

Interconexiones Internacionales: se aprovechan las líneas de alta tensión que unen la península con Francia, Portugal y Marruecos, vendiendo o cediendo el exceso en tiempo real, y demandando importaciones cuando falta generación.

Medidas de Emergencia: Si nada de lo anterior basta para corregir un un exceso de generación masivo que no pueda almacenarse ni exportarse, se reduce la potencia de las turbinas o se desconectan renovables.

Mientras que, si es por déficit de generación o exceso de demanda, el sistema puede desconectar algunos sectores (apagones locales) para preservar la red.

CAUSAS DE APAGONES LOCALES:

Sobrecarga de la red: Es semejante al caso que se acaba de comentar por exceso de demanda, pero en un sector específico (común en olas de calor), lo que hace que los fusibles o disyuntores de la zona se disparen (desconexión) para proteger el sistema.

Fenómenos climáticos: Rayos, vientos fuertes o acumulación de hielo que rompen cables o derriban ramas sobre las líneas.

Fallas de equipo: Transformadores antiguos o aisladores que fallan debido al desgaste o falta de mantenimiento.

O cualquier otra causa que provoque un corte o que necesite de un corte, como los que se programan con aviso al público, por reubicación de postes o cables debido a la construcción de carreteras, sustitución o mantenimiento de un transformador, etc.

CAUSAS DE APAGONES A MAYOR ESCALA: Los grandes apagones son infrecuentes y no son por un único fallo, sino por una cadena de eventos que combina desequilibrios súbitos entre generación y consumo o pérdida de estabilidad de la **frecuencia o tensión**, es decir, **fallos críticos en la red, que provoca desconexiones automáticas de protección en cascada**, que, pueden estar influidas por una baja inercia del sistema o una interconexiones internacionales insuficientes.

O ataques cibernéticos o eventos físicos o meteorológicos extremos a gran escala.

¿Y por qué una central se desconecta en situaciones críticas en lugar de seguir ayudando al sistema? Si una central se desconecta, luego puede volver a conectarse, aunque la reconexión es compleja y debe estar muy controlada, pero si no se desconecta, por ejemplo, por una alteración crítica de la frecuencia, el inmenso rotor del generador puede sufrir fuertes vibraciones que termine con roturas o colapso y esa avería no se arregla en horas ni en días, serán semanas o meses porque puede que se necesite instalar uno nuevo que ha de fabricarse a medida, por tanto, **es escoger entre una desconexión por unas horas o perder una central por meses.**

Por otro lado hay que tener en cuenta que los picos de producción renovable reducen la aportación de las centrales síncronas que aportan inercia mecánica con sus inmensos rotores girando, y la red queda más sensible a cualquier desequilibrio entre generación

y demanda. Si la producción renovable supera a la demanda y no puede almacenarse o exportarse, la frecuencia tiende a subir y es necesario desconectar plantas para evitar daños en ellas, y si estas desconexiones se encadenan, pueden provocar apagones. Además, la variabilidad rápida, como una caída repentina de luz solar o viento, puede provocar cambios bruscos de potencia que la red debe compensar de inmediato. **Por esto, cuanto mayor es la penetración de renovables, más necesarios son los sistemas de respaldo**, el almacenamiento y la inclusión de controladores electrónicos que aporten “**inercia virtual**”, absorbiendo potencia (cargando baterías) o cediendo energía (de las baterías) de forma ultrarrápida. En el símil del tiovivo sería un motor eléctrico que si detecta que el tiovivo se frena lo empuja o si nota que se acelera lo frena, lo justo para mantener el ritmo.

Las causas del apagón general del 28 de abril de 2025

El 28 de abril de 2025, alrededor de las 12:03 h, se produjo una perturbación en la red eléctrica en el centro de Francia que generó una oscilación en el intercambio de potencia, un vaivén de potencia muy rápido, entre distintas zonas de la red europea. Ese día, cerca del 68 % de la generación eléctrica en España procedía de energías renovables, lo que implicaba una **baja inercia mecánica del sistema**, y la aportación de “**inercia virtual**” de las renovables era aún insuficiente.

En el suroeste de España la generación era casi totalmente renovable, por lo que la capacidad de amortiguar estas oscilaciones era muy reducida. Los inversores solares, que funcionan mayoritariamente en modo *grid-following* (siguen la frecuencia de la red), intentaron compensar la perturbación (el vaivén de potencia) pero al hacerlo de forma automática, local y sin coordinación entre ellos, terminaron reaccionando fuera de fase y en lugar de amortiguar la oscilación terminó amplificándola, **generándose una resonancia con la red**, inyectaban o retiraban potencia cuando la red ya estaba cambiando en sentido contrario, **lo que llevó al disparo masivo de protecciones de los inversores y a la desconexión casi simultánea de unos 15 GW de generación solar**.

Esta pérdida repentina de energía fue un duro golpe para la red, al haber mayor demanda y poca generación la frecuencia del sistema cayó en picado, y al mismo tiempo, las líneas de MAT de 400 kV, al quedar prácticamente vacías por la desconexión de los parques solares, sufrieron picos anómalos de tensión por el **efecto Ferranti (*)**. Las centrales nucleares de Almaraz y Cofrentes al detectar estos picos de tensión y vibraciones mecánicas en sus generadores por la bajada de frecuencia, se desconectaron automáticamente por seguridad, perdiéndose así una parte muy significativa de la inercia del sistema. De inmediato, la interconexión con Europa también se desconectó automáticamente para proteger al sistema continental y ya entonces se produjo una cascada de desconexiones que desembocó en el apagón.

La lección: Un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables no puede funcionar de forma segura únicamente con inversores *seguidores de red* (grid-following). Es necesario incorporar tecnologías que aporten estabilidad activa, como la

inercia virtual o sintética, que ayuda a frenar cambios bruscos de frecuencia, e **inversores formadores de red** (grid-forming), capaces de crear y sostener la tensión y la frecuencia. Estos mecanismos permiten amortiguar oscilaciones, evitar desconexiones masivas y mantener la estabilidad del sistema cuando hay mucha generación renovable y escasa inercia mecánica.

Parte de estas soluciones ya se estaban implantando, y tras el apagón, el **Gobierno y Red Eléctrica de España (REE)** han señalado la necesidad de **acelerar su adopción** para reforzar la seguridad del sistema eléctrico del futuro.

Las renovables no fueron las causantes, fue la falta de centrales con inercia en ese momento y que aún no existieran suficientes renovables con inercia virtual.

Tenemos como ejemplo que Dinamarca obtiene más del 80% de su electricidad de energía renovables, mayormente eólica, pero disponen de inercia virtual y potentes interconexiones internacionales y más de 20 años de experiencia con energía renovable.

(*) Una red eléctrica es algo muy complejo. A menudo la imaginamos como una malla por la que circula corriente a alta tensión, pero en ella no solo fluye potencia activa (la que enciende bombillas, electrodomésticos o estufas); también circula potencia reactiva, que aparece al interactuar la corriente alterna con condensadores y bobinas presentes en transformadores, motores y en las propias líneas.

Esta potencia no realiza trabajo útil, pero es imprescindible, **ya que permite mantener los niveles de tensión adecuados en toda la red**. Sin embargo, también puede causar problemas como el efecto Ferranti: en líneas de transporte muy largas, los cables, al interactuar con la tierra, se comportan como un gigantesco condensador. Cuando estas líneas transportan poca potencia, ese “efecto condensador” hace que la tensión aumente peligrosamente, en lugar de disminuir como cabría esperar.