

Cabe señalar que se encuentran actualmente en fase de elaboración las normas comunitarias que contendrán los valores a aplicar para el parámetro de frecuencia, si bien dichas normas no han sido aún aprobadas. Por ello, la resolución contempla un periodo transitorio para la aplicación de los márgenes de variación de la frecuencia hasta que sea aprobada la mencionada normativa comunitaria, aplicándose en dicho periodo los valores de las consignas acordadas en el ámbito europeo para una adecuada coordinación de la operación de los sistemas eléctricos.

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de modificación del procedimiento de operación P.O. 1.1.

Visto el Informe de 1 de marzo de 2016 de la CNMC sobre la citada propuesta.

Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero. Aprobación de procedimiento para la operación del sistema eléctrico.

Se aprueba el procedimiento para la operación del sistema eléctrico P.O.1.1 «Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico», que se inserta como anexo de esta resolución.

Segundo. Aplicabilidad.

Hasta el momento en que sea de aplicación la normativa comunitaria a la que se refiere el apartado 4.3.1.1 «Frecuencia» del P.O.1.1, los márgenes de variación de la frecuencia vendrán dados por las consignas acordadas en el ámbito europeo para una adecuada coordinación de la operación de los sistemas eléctricos.

Tercero. Eficacia.

La presente resolución surtirá efectos desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Cuarto. Pérdida de efectos.

A partir de la fecha en que sea de aplicación el procedimiento de operación aprobado por la presente resolución queda sin efecto el procedimiento de operación del sistema P.O.1.1, «Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico», aprobado por Resolución de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.

Madrid, 5 de abril de 2016.—El Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda.

ANEXO

P.O.-1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico peninsular, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Estos criterios de seguridad tienen en cuenta los criterios utilizados en el diseño y planificación de la red de transporte, de manera que exista una coherencia entre las condiciones de diseño y las de utilización de la red.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento debe ser aplicado por el operador del sistema (OS), tanto en los estudios de programación de la operación, como en la operación en tiempo real.

Afecta a todas las instalaciones de la red gestionada por el OS en el sistema eléctrico peninsular y a todas las instalaciones de producción conectadas directamente a esta red.

3. Definiciones.

Se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

a) Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 4.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, indicados en el apartado 4.3.2.

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 eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

4. Criterios de seguridad.

4.1 Parámetros de control de la seguridad del sistema eléctrico.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- a) La frecuencia.
- b) Las tensiones en los nudos de la red.
- c) Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparata asociada).

4.2 Contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad.

Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

a) El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia) (criterio N-1).

b) El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado. La longitud indicada será de 50 km para las líneas construidas o renovadas a partir del año 2005.

c) En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, como puede suceder con el acoplamiento de un grupo térmico, se considerará también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

4.3 Márgenes de variación admisibles de los parámetros de control en la operación.

4.3.1 Funcionamiento normal del sistema.

4.3.1.1 Frecuencia.

Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema síncrono continental europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vendrán dados por los valores de referencia de acuerdo con lo previsto para el mantenimiento de la frecuencia en la normativa comunitaria de aplicación.

4.3.1.2 Tensión.

Los procedimientos de control de tensión de las diferentes zonas eléctricas, vigentes en cada momento, establecerán los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

Los criterios para el establecimiento de los niveles admisibles de la tensión en los nudos de la red de transporte se recogen en el procedimiento P.O.-1.3. Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.

4.3.1.3 Carga.

Los niveles de carga de los elementos de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidos para las diferentes épocas del año, de acuerdo con el procedimiento P.O.-1.2. Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.

4.3.2 Comportamiento del sistema frente a contingencias.

El sistema deberá mantener sus parámetros de control dentro de los límites que se indican a continuación para las siguientes contingencias:

a) Fallo simple (criterio N-1):

No se producen cortes de mercado.

No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 por 100, con una duración inferior a veinte minutos.

No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite, como criterio general, una sobrecarga máxima de un 10 por 100, respecto a su potencia nominal. Este límite puede variar en función de las características constructivas de cada transformador y de su respuesta frente a sobrecargas.

Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV	380 (95 por 100)	435 (108,7 por 100)
220 kV	205 (93 por 100)	245 (111 por 100)

b) Pérdida de líneas de doble circuito:

No se producen cortes de mercado.

No existen sobrecargas en las líneas de la red de transporte superiores al 15 por 100 de su límite térmico estacional.

No existen sobrecargas en los transformadores superiores al 20 por 100 en invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive), al 10 por 100 en verano (junio, julio y agosto) ni al 15 por 100 en los restantes meses.

Las tensiones en situación estable deben estar dentro de los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV	375 (93,75 por 100)	435 (108,7 por 100)
220 kV	200 (90 por 100)	245 (111 por 100)

c) Fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema:

No se producen cortes de mercado.

Se considerará este tipo de contingencia cuando la puesta en práctica de las medidas de operación paliativas tras el fallo de un grupo requiera un tiempo muy largo, como puede suceder cuando sea necesario el acoplamiento de otro grupo térmico.

En estos casos, se analizará este tipo de contingencia considerando las diferentes situaciones previstas para el sistema y, en particular, la sensibilidad del comportamiento del sistema, en caso de contingencia, frente al valor de la demanda.

d) Otras consideraciones:

Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse, en todos los casos, la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión. Este requisito puede resultar más restrictivo, en ciertos casos, que la condición de mantener la tensión poscontingencia de los diferentes nudos del sistema dentro de la banda establecida.

Existen nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas, en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplirse automáticamente el criterio N-1.

En estos casos, ante el fallo de una de las líneas se deberán tomar medidas urgentes para reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizará el fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cuál sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como anular reenganches, acelerar los disparos en segunda zona, separar barras u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que se considere conveniente comprobar la estabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad, en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se situará en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito en cuestión.

El tiempo de actuación de las protecciones en primera zona que se considere no será inferior a 100 milisegundos.

4.4 Medidas extraordinarias a criterio del operador del sistema.

El operador del sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, etc., tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos de los descritos en puntos anteriores.

4.5 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias:

Condiciones sin fallo.	<p>La frecuencia sigue los valores de referencia de acuerdo con lo previsto en la normativa comunitaria de aplicación.</p> <p>No existen sobrecargas.</p> <p>Las tensiones siguen las consignas establecidas en los Procedimientos de Control de Tensión.</p>
Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.	<p>No hay cortes de mercado.</p> <p>No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15 por 100 y duración inferior a veinte minutos).</p> <p>Se admiten sobrecargas en transformadores de:</p> <p>10 por 100 en invierno (noviembre a marzo ambos inclusive).</p> <p>0 por 100 en el resto del año.</p> <p>Tensiones comprendidas entre:</p> <p>Nivel de 400 kV: 380-435 kV.</p> <p>Nivel de 220 kV: 205-245 kV.</p>
Fallo de doble circuito, o grupo más línea.	<p>No hay cortes de mercado.</p> <p>Se admite un 15 por 100 de sobrecarga en líneas.</p> <p>Se admiten sobrecargas en transformadores de:</p> <p>20 por 100 en invierno (noviembre a marzo ambos inclusive).</p> <p>10 por 100 en verano (junio, julio y agosto).</p> <p>15 por 100 en los restantes meses.</p> <p>Tensiones comprendidas entre:</p> <p>Nivel de 400 kV: 375-435 kV.</p> <p>Nivel de 220 kV: 200-245 kV.</p> <p>No situación de riesgo de colapso de tensión.</p>