

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 [los procesos de programación y 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, [generación asociada a autoconsumo, demanda y almacenamiento](#), 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 [y la velocidad de su variación](#).
- c) Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparataje 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 a 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 siempre 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~~estado normal 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~~estado normal 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.

En relación con la variación de las tensiones, se llevará a cabo un seguimiento conjunto representativo de nudos conectados a la red de transporte y se deberá asegurar que se respetan tanto en condiciones normales de operación, como en las situaciones de

contingencia los umbrales máximos establecidos en el PO 1.4: Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.

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. Variabilidad de las tensiones

En relación con la variación de las tensiones, se llevará a cabo el seguimiento de un conjunto representativo de nudos de la red de transporte y se monitorizará la variabilidad diaria de las tensiones vigilando que se respetan los umbrales de referencia establecidos. En caso de detectarse sobrepasos de estos umbrales, se analizarán las causas de la variabilidad, planteando, en su caso, medidas para corregir la situación en la programación diaria.

La variable controlada para el seguimiento será la desviación típica de las variaciones de tensión cada 15 segundos en cada nudo del conjunto representativo, calculada a lo largo de cada día. Se denominará a esta variable $DT_{\text{nudo, día}}$. Esta variable se expresará en magnitudes unitarias, normalizada con el nivel de tensión de cada nudo del conjunto representativo.

Los umbrales de referencia serán los siguientes:

1. $DT_{\text{nudo, día}}$ para cada nudo del conjunto, no debe ser superior a 0,325%.
2. El valor medio diario de $DT_{\text{nudo, día}}$ para el conjunto de los nudos no debe ser superior a 0,175%.

3. El valor medio mensual de $DT_{\text{nudo, día}}$ para el conjunto de los nudos no debe ser superior a 0,15%.

El operador del sistema publicará el listado del conjunto de nudos representativos sobre los que se calcularán estos indicadores. Este listado incluirá al menos un nudo por cada Comunidad Autónoma que tenga más de cinco nudos de 400 kV. Se mantendrá la coherencia del listado de nudos representativos con las zonas asociadas a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional, publicados por el OS según lo establecido en el procedimiento de operación 9.1.

Se tendrá en cuenta que las tensiones en los nudos no estén ligadas a condicionantes que incluyan, entre otros, demandas de comportamiento intermitente, o elementos de control de tensión que puedan provocar variaciones esperables en la operación del sistema.

El conjunto de nudos podrá ser modificado a criterio del operador del sistema por cambios topológicos o por cambio de las condiciones de representatividad del nudo, previo informe enviado a la Secretaría de Estado de Energía en la que se justifique dicho cambio.

4.4.4.5. 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.

Adicionalmente, el operador del sistema podrá ~~solicitar~~emitir las instrucciones necesarias para la desconexión de aquellas instalaciones cuya operación pueda ~~suponer~~suponga un riesgo para la seguridad del sistema.

En caso de que dicha desconexión no se haga efectiva o cuando el tiempo requerido para su ejecución sea incompatible con la seguridad del sistema, el operador del sistema podrá proceder directamente a la apertura de la posición a la que se encuentre conectada la instalación causante de dicha situación, incluso cuando esta apertura pudiera afectar a la evacuación de otras instalaciones diferentes de la instalación que esté provocando la situación de riesgo para la seguridad.

4.5.4.6. Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias.

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

<u>Fallo simultáneo del mayor grupo generador y de una línea de interconexión</u>	<u>No hay cortes de mercado.</u> <u>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.</u> <u>Se analizará considerando las diferentes situaciones previstas para el sistema y la sensibilidad frente al valor de la demanda.</u>
---	---

Adicionalmente, 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. En aquellas situaciones en las que se considere conveniente comprobar la estabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad.