

## **P. O. SENP 1 Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares**

1. Objeto. El objeto de este Procedimiento es establecer los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los Sistemas Eléctricos no Peninsulares (SENP) y en la elaboración y ejecución de los planes de seguridad, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

2. Alcance. En el presente Procedimiento se establecen:

a) Los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los SENP, de modo que se garantice la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

b) Los criterios que deben utilizarse para determinar los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de la red de transporte.

c) Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte con otras redes o instalaciones, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.

d) Las reservas de regulación necesarias que permitan resolver las restricciones técnicas y los desequilibrios entre generación y demanda.

e) Las condiciones generales para el establecimiento de los planes de seguridad que garanticen el funcionamiento seguro y fiable del sistema y permitan llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

3. Ámbito de aplicación. Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del sistema.

b) Transportista y otras empresas que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

c) Los titulares de las instalaciones de generación.

d) Distribuidores y gestores de distribución.

e) Consumidores conectados a Red de Transporte.

f) Proveedores del servicio de interrumpibilidad.

g) Comercializadores.

h) Los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema de las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento.

i) Los representantes de las instalaciones de producción, las empresas comercializadoras y de los consumidores directos a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

j) Los titulares de instalaciones de almacenamiento definidas en la Ley 24/2013 o normativa posterior que la sustituya.

Este Procedimiento afecta a las siguientes instalaciones pertenecientes a cualquier Sistema Eléctrico español que se encuentre fuera del territorio peninsular y no esté efectivamente integrado con el Sistema Eléctrico Peninsular según lo especificado en el Artículo 3 del RD 738/2015 o normativa posterior que la sustituya:

- Las instalaciones de la red de transporte.

- Las subestaciones donde se vierta generación, que aún sin pertenecer a la red de transporte tengan influencia sobre esta.

- Las instalaciones de generación y almacenamiento.

- Las instalaciones de distribución o de consumidores conectados directamente a la red de transporte.

El Operador del Sistema mantendrá en todo momento actualizado un listado con las instalaciones que integran cada uno de los sistemas que componen cada SENP.

4. Definiciones. Se definen cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

4.1 Estado normal. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1 y se cumplen los criterios de

seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.2 Estado de alerta. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1, pero no se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.3 Estado de emergencia. Situación en la que una o más variables de control 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, limitado a 2 subestaciones de la RdT.

4.4 Estado de reposición. Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal, considerado como 3 o más subestaciones) o en la totalidad de alguno de los sistemas que componen cada uno de los SENP (cero total), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

5. Criterios de seguridad y de funcionamiento para la operación de los sistemas eléctricos no peninsulares.

5.1 Variables de control de la seguridad del sistema eléctrico. Las variables que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- La frecuencia.
- Las tensiones en los nudos de la red de transporte.
- Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparataje asociada).
- Las reservas de regulación disponibles .
- El programa de intercambio por las interconexiones con otro sistema eléctrico.

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

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (Criterio N-1): unidad de generación o almacenamiento, circuito de línea y transformador.

Las siguientes contingencias no se considerarán, excepto en aquellos casos, que por condiciones meteorológicas adversas o cualquier otra causa justificada lo determine el Operador del Sistema:

- El fallo del mayor grupo generador de una zona eléctrica y el fallo sucesivo de una línea de conexión con otra zona eléctrica o interconexiones entre islas o con otro sistema eléctrico o de otro grupo de la misma zona, cuando tras el primer fallo simple (grupo o línea) el sistema quedase en estado de alerta y no fuera posible recuperar el estado normal de funcionamiento mediante la utilización de los medios disponibles para la operación en tiempo real.
- El fallo de dobles circuitos.

5.3 Márgenes de las variables de control en la operación.

5.3.1 Funcionamiento normal del sistema.

5.3.1.1 Frecuencia. La frecuencia asignada del sistema es 50 Hz. Se considerarán variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz, aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz.

Asimismo, en caso de perturbaciones el Operador del Sistema podrá decidir, en función de lo establecido en el apartado 9 del presente procedimiento y en función de la criticidad de la situación resultante de dicha perturbación, ordenar deslastres manuales de carga con el fin de mantener la estabilidad del sistema.

Los valores de frecuencia aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

5.3.1.2 Tensión. El Operador del Sistema elaborará un Plan de Control de Tensión (PCT) para los diferentes sistemas de cada SENP de acuerdo con lo establecido en los procedimientos aplicables de control de tensión de la red de transporte, que se actualizará con periodicidad anual o superior.

Los PCT establecerán las consignas de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos de la red de transporte.

Los PCT tendrán en cuenta los márgenes de diseño de las instalaciones comunicados por cada empresa propietaria, así como las tensiones deseables para la

minimización de las pérdidas de transporte.

En todo caso, en estado normal, la tensión se encontrará dentro de los márgenes indicados en la tabla siguiente:

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Nivel de 220 kV.	210 kV (95 %)	245 kV (111 %)
Nivel de 132 kV.	125 kV (95 %)	145 kV (110 %)
Nivel de 66 kV.	62 kV (94 %)	72 kV (109 %)

El Operador del Sistema publicará anualmente la relación de los nudos en los que se opera fuera de los límites aquí propuestos por agotamiento sistemático de los recursos disponibles en operación.

Tras contingencia la tensión podrá variar según lo establecido en el apartado 5.3.2.

5.3.1.3 Carga. Los niveles de carga de los elementos de la red de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidas para cada periodo estacional, de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.

En todo caso, la capacidad en régimen permanente se podrá limitar a un valor inferior al indicado cuando así sea necesario por razones de estabilidad dinámica, exista riesgo de colapso de tensión o por cualquier otra situación que así lo requiera. Posteriormente deberá enviarse un informe justificativo a la Administración competente y a la CNMC en el plazo de un mes.

Tras contingencia la carga de los elementos de la red de transporte podrá alcanzar los valores establecidos en el apartado 5.3.2.

5.3.1.4 Reservas de regulación. En el capítulo 8 de este procedimiento se establecen los requerimientos de reserva de regulación primaria, secundaria y terciaria.

5.3.2 Criterios de seguridad ante contingencias. Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites que se indican a continuación para las contingencias establecidas en el apartado 5.2, no produciéndose para dichas contingencias interrupciones del suministro, salvo aquellas que sean consecuencia de los desastres de cargas practicados, y debiendo cumplirse, adicionalmente, las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

5.3.2.1 Fallo simple (Criterio N-1). No se permiten sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico operativo, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 % con una duración inferior a 20 minutos.

No se permiten sobrecargas permanentes en los transformadores, admitiéndose las sobrecargas transitorias indicadas en el apartado 5.3.2.4 «Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias». En todo caso el Operador del Sistema adoptará las medidas correctoras en tiempo real que sean precisas para eliminar las sobrecargas transitorias en el menor tiempo posible.

Las tensiones, tras la recuperación del régimen permanente, deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Nivel de 220 kV.	205 kV (93 %)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV.	123 kV (93%)	145 kV (110 %)
Nivel de 66 kV.	60 kV (91%)	72 kV (109%)

5.3.2.2 Fallo de líneas de doble circuito. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y de transformadores que han sido establecidos para el

caso de fallo simple. Las tensiones tras la recuperación del régimen permanente deben estar dentro de los siguientes límites:

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Nivel de 220 kV.	200 kV (90 %)	245 kV (111 %)
Nivel de 132 kV.	119 kV (90%)	145 kV (110 %)
Nivel de 66 kV.	56 kV (85 %)	72 kV (109 %)

5.3.2.3 Fallo sucesivo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de conexión de dicha zona o de interconexiones entre islas con el resto del sistema y con otro sistema eléctrico. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y transformadores y los mismos límites para las tensiones en los nudos que han sido establecidos para el caso de fallo de líneas de doble circuito.

5.3.2.4 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. A continuación se muestra la tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. En todo caso se habrá de verificar que:

- No se producen ceros de tensión en ningún nudo de la Red de Transporte.
- Las eventuales interrupciones del suministro son consecuencia de los desastres de cargas practicados.
- La frecuencia se encuentra dentro de los márgenes establecidos, en su caso, tras la actuación de los desastres por frecuencia.
- Se dispone de las reservas de regulación establecidas en este Procedimiento.

Tabla resumen de los criterios de seguridad

CRITERIO	SOBRECARGAS TRANSITORIAS (%)				TENSIONES  kV	FRECUENCIA	Cero de tensión en nudos
	20 min < t < 8 h		t<20 min				
CONTINGENCIA	LINEAS	TRANSF. <sup>2</sup>	LINEAS	TRANSF. <sup>2</sup>			
Sin fallo (N)	0	0	0	0	Nivel 220 kV: 210-245 Nivel 132 kV: 125-145 Nivel 66 kV: 62-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Fallo simple (N -1)	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto 10	15 <sup>1)</sup>	Inverno: 25 Verano: 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 132 kV: 123-145 Nivel 66 kV: 60-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Doble circuito o Sucesivo de grupo más línea	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto 10	15 <sup>1)</sup>	Inverno: 25 Verano: 15 Resto 20	Nivel 220 kV: 200-245 Nivel 132 kV: 119-145 Nivel 66 kV: 56-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe

(1) En los cables submarinos o subterráneos las sobrecargas y tensiones admisibles vendrán impuestas por las especificaciones aplicables a los equipos en cada caso concreto.

(2) Los valores de sobrecargas admisibles serán inferiores a los indicados en aquellos transformadores para los que se declare una limitación específica en virtud de las singularidades constructivas u operativas que existan en la máquina.

5.3.2.5 Otras consideraciones. Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse la inexistencia de una situación de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en un colapso de tensión.

En el caso de 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 el criterio N-1, se deberá establecer, si hay viabilidad, un Plan de Salvaguarda específico en colaboración con los agentes afectados, para reducir si es posible, 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, de acuerdo con el Gestor de Distribución de la zona.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizarán los efectos del 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, estableciéndose, si hay viabilidad, un Plan de Salvaguarda para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo de la otra barra.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección o modificación de sus ajustes, 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 cual sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como bloquear reenganches, acelerar la actuación de las protecciones, 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 existan riesgos de inestabilidad 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 supondrá situada en el punto más desfavorable de la línea en cuestión. Se considerará un tiempo de actuación de las protecciones en primera zona no inferior a 100 ms.

Cuando exista un Plan de Salvaguarda en el que se establezcan las medidas de

operación tras una determinada contingencia que minimice sus consecuencias, el Operador del Sistema podrá aceptar valores distintos a los establecidos en este Procedimiento para las variables de control.

5.4 Medidas extraordinarias de seguridad. El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como acontecimientos importantes de carácter público, condiciones climatológicas adversas, etc. tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en el apartado 5.3 informando en su caso, a la Administración competente en el plazo de un mes. En el citado informe se indicarán las medidas adoptadas, las propuestas alternativas y los costes asociados a la adopción de estas medidas.

6. Establecimiento de los niveles de carga admisibles.

Las definiciones de capacidad o límite térmico, la descripción de la metodología de cálculo y la periodicidad del cálculo se regulan de acuerdo a lo establecido en el anexo I del RDL 17/2022 o normativa posterior que la sustituya.

7. Condiciones de entrega de energía en los puntos frontera con la red de transporte. Las compañías propietarias de las instalaciones de la red de transporte son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del Operador del Sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en este apartado.

Adicionalmente, a lo expuesto en este procedimiento deberán cumplirse las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

En lo relativo a las variaciones de frecuencia y tensiones en los nudos frontera de la red de transporte será de aplicación lo establecido en el apartado 5.3.

7.1 Interrupciones del suministro y huecos de tensión. Los valores admisibles para las interrupciones del suministro y los huecos de tensión vendrán determinados en la normativa de calidad de servicio vigente.

7.2 Potencia de cortocircuito. El Operador del Sistema publicará anualmente los intervalos de variación de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte bajo su gestión.

8. Establecimiento de las reservas para la regulación frecuencia/potencia. El Operador del Sistema fijará los niveles de reserva de regulación necesarios en cada SENP para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y la demanda reales.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen tres niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciaria.

Sin perjuicio de lo indicado en este procedimiento para las reservas de regulación indicadas, para la gestión de los servicios complementarios correspondientes se tendrán en cuenta los procedimientos específicos que sean de aplicación, en los que se desarrollan plenamente los aspectos relativos a esta cuestión.

En este sentido, el Operador del Sistema podrá habilitar a cualquier tipo de generador, instalación de almacenamiento e instalación de demanda que tenga la capacidad de prestar los servicios.

El Operador del Sistema determinará el valor máximo de potencia por las interconexiones entre islas u otros sistemas eléctricos.

8.1 Reserva de regulación primaria. Para cada sistema de los SENP, la reserva de regulación primaria en cada periodo de programación horario será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). También se considerará la reserva que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1. La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo al Procedimiento de regulación primaria.

El valor de reserva primaria deberá ser revisado, en su caso, atendiendo a las

posibles modificaciones del Plan Automático de Deslastre de Carga o de otros elementos externos con influencia en dicho valor, informando de ello a la autoridad competente y a la CNMC.

8.2 Reserva de regulación secundaria. La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria, en cada sistema de los SENP, será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación horario, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción que utilice fuentes de energía renovables.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada periodo de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos el 100 % de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia de las instalaciones de producción de categoría B que utilicen fuentes de energía renovables acopladas, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

- La reserva secundaria a bajar en cada periodo de programación, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, será como mínimo el 50 % de la reserva a subir.

Los valores de reserva secundaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

8.3 Reserva de regulación terciaria. La reserva necesaria de regulación terciaria a subir en cada periodo de programación horario será, como referencia, igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- Al crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.
- A la pérdida más probable por una disminución de la potencia de las instalaciones de producción que utilicen fuentes de energía renovables acopladas, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

La asignación a las diferentes instalaciones de producción la realizará el operador del sistema dentro del proceso de resolución de desvíos generación-demanda en tiempo real.

Los valores de reserva terciaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SENP.

9. Establecimiento de los planes de seguridad y medidas de operación. El Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, y pondrá a disposición de todos los agentes, los planes de seguridad que permitan hacer frente a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema, con objeto de garantizar su seguridad.

Los planes de seguridad, en función de la situación de operación a la que sean aplicables, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

9.1 Planes de Salvaguarda. Los Planes de Salvaguarda contemplarán las medidas que se deben adoptar para evitar que el sistema se encuentre fuera del estado normal o bien, llegado al caso, para recuperar dicho estado en el menor tiempo posible, con objeto de prevenir el desencadenamiento de incidentes que pudieran tener una repercusión negativa importante tanto en el suministro eléctrico como sobre el funcionamiento de los generadores.

En los Planes de Salvaguarda se establecerán:

- Las acciones correctivas post-contingencia, incluidos los planes de teledisparo de generadores, que deberán adoptar los operadores para devolver el sistema al estado normal de funcionamiento.

- Las acciones preventivas precisas para aquellos casos en los que las repercusiones pudieran ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo que resulte útil para la operación (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la misma zona).

9.1.1 Planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte. El Operador del Sistema podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas establecer planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte en aquellas zonas en las que determinadas contingencias puedan provocar sobrecargas importantes o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

9.2 Planes de Emergencia. El objetivo de los Planes de Emergencia, es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes una vez que se han producido éstos, y devolver el sistema al estado normal de operación en el menor tiempo posible. En consecuencia, solamente se considerarán en dichos planes las acciones correctoras post-contingencia que sean precisas en cada caso, incluida la actuación de los equipos de deslastre de cargas por mínima frecuencia, el deslastre de generación por máxima frecuencia<sup>1</sup> y el deslastre selectivo de carga manual o por actuación de teledisparo de líneas y transformadores.

9.2.1 Deslastre automático de cargas. Dada la condición de islas eléctricas de reducido tamaño, en los SENP, en ocasiones y ante determinados desequilibrios generación-demanda se considerará el deslastre de carga como una práctica de operación admisible e inevitable.

El Operador del Sistema, considerando las propuestas realizadas por las empresas de distribución, propondrá para su aprobación a la Administración competente, previo informe de la CNMC, los Planes de Deslastre Automático de Cargas necesarios para los casos en que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante la puesta en práctica de otras acciones de control.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los Planes de Deslastre Automático de Cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y posteriormente, a valores inferiores de frecuencia, o superiores de velocidad de variación de la misma, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los umbrales de frecuencia, velocidad de variación de frecuencia, magnitud en la carga y especificación de la misma que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Carga.

Los gestores de las redes de distribución y los consumidores conectados a la Red de Transporte deberán instalar relés de frecuencia cuya actuación se ajuste a los criterios generales que se indican en este Procedimiento y a los que se establezcan en

---

<sup>1</sup> Las instalaciones de generación según Real Decreto 244/2019 \_\_autoconsumo\_\_ participarán en último lugar en los planes de deslastre por sobrefrecuencia.



los Planes de Deslastre Automático de Cargas que se encuentren en vigor en cada momento. La ubicación, los criterios de actuación y las características de estos relés no podrán modificarse sin el acuerdo previo del Operador del Sistema.

Las empresas productoras deberán garantizar que las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de producción estén coordinadas con el sistema de deslastre automático de cargas por frecuencia, y solamente podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 47,5 Hz, durante un tiempo igual o superior a 3 segundos. Quedarán excluidos del cumplimiento de este requisito aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad al 1 de junio de 2006 no estuvieran técnicamente dotados para ello.

El Operador del Sistema podrá realizar, simulaciones de activación de estos Planes de Deslastre Automático de Cargas por mínima frecuencia, conforme a los protocolos que sean definidos.

De igual modo, podrá contemplarse la actuación de deslastres automáticos de cargas o teledisparo de líneas y transformadores, si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que fuesen pertinentes, fueran precisos dichos deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas puntuales en la red de transporte, por existir riesgo inminente para la continuidad de suministro.

9.2.2 Deslastre manual selectivo de carga. Si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que son de aplicación en situaciones de alerta y emergencia de cobertura de la demanda fuera preciso llegar al deslastre de carga selectivo por existir riesgo inminente para la continuidad del suministro, el Operador del Sistema dará instrucciones para que las empresas de distribución procedan al deslastre indicado.

Mediante la aplicación del deslastre manual de carga se pretenderá evitar una perturbación de mayores dimensiones, si bien su efectividad estará condicionada al tratarse de una actuación manual por la dinámica de la evolución de la perturbación a la que se vea sometido el sistema y consecuentemente por la disponibilidad del tiempo necesario para el desarrollo de las actuaciones precisas hasta su ejecución.

Con objeto de poder aplicar esta medida en las mejores condiciones posibles de control y minimización de su impacto sobre los consumidores, las empresas de distribución deberán disponer previamente de los correspondientes Planes de Deslastre de Carga, cuya eficacia deberán evaluar con la colaboración del Operador del Sistema. Consecuentemente, las empresas de distribución remitirán al Operador del Sistema las correspondientes versiones actualizadas de dichos Planes.

Los Planes de Deslastre de Carga de cada empresa de distribución deberán considerar bloques máximos de cargas que se definirán para cada sistema en función de sus características, identificando la secuencia de deslastre de cada uno de ellos y el orden de afectación para el caso de deslastres rotatorios. Considerando los requerimientos indicados, los Planes de Deslastre de Carga contemplarán, al menos, la siguiente información:

- Isla o Ciudad Autónoma.
- Municipio/Comarca.
- Nudo o nudos eléctricos de la red de transporte de los que se alimenta la carga.
- Potencia estimada deslastrable en el nudo o nudos eléctricos.
- Tipo de carga predominante alimentada por cada transformador, grupo de transformadores o líneas de media tensión (industrial, rural, servicios o doméstica).

Los deslastres se deberán producir de acuerdo con las siguientes consideraciones:

Umbral de deslastre. Las variables de control que se utilizarán para emitir las instrucciones de deslastre serán la frecuencia, las sobrecargas graves en los equipos de la red de transporte o distribución que sean críticos para el sistema y la constatación de insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para alimentarla demanda.

El Operador del Sistema emitirá las instrucciones de deslastre cuando se verifique alguna de las condiciones que se indican a continuación para los parámetros asociados a las variables de control:

- Frecuencia. Por umbrales o velocidad de variación de frecuencia e insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para recuperar la frecuencia a su valor asignado.

El Operador del Sistema considerando los mejores datos de que disponga sobre el sistema y los análisis que realice en base a los mismos, determinará los umbrales

efectivos de frecuencia o velocidad de variación de frecuencia, que una vez superados darán lugar a las órdenes de deslastre de cargas.

- Sobrecargas en los equipos de las redes de transporte o distribución. Existencia de sobrecargas que requieran proceder al deslastre de carga con objeto de evitar su pérdida de forma inminente y/o la ocurrencia de una perturbación. La magnitud de las sobrecargas admisibles dependerá del equipo y del ajuste de las protecciones.

9.2.2.2 Cargas afectadas por el deslastre. El Operador del Sistema determinará:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá deslastrarse la carga.
- La magnitud de la potencia a deslastrar y la empresa de distribución suministradora de dicha potencia.
- La asignación de la potencia que deberá deslastrar cada empresa de distribución será función directa de su cuota de mercado correspondiente al último año en la zona afectada.
- Hora de inicio del deslastre y estimación del periodo durante el que éste se mantendrá. A los efectos de este procedimiento, una empresa de distribución cuya red se encuentre acoplada a la red de otra empresa de distribución mayor, se considerará como una carga de esta última empresa.

Las empresas de distribución realizarán la elección de los consumidores que deberán ser afectados tratando de minimizar el impacto sobre los usuarios del servicio, evitando, en la medida de lo posible, la afectación de servicios esenciales y la reiteración de los deslastres sobre un mismo cliente o conjunto de consumidores. Con ese objetivo, en caso de ser preciso, se aplicará un criterio de afectación rotativa de los consumidores.

Si la carga a deslastrar fuera superior a la contemplada en los Planes de Deslastre de Carga, o el tiempo disponible para ejecutar los deslastres no fuera suficiente para la puesta en práctica de dichos Planes, las empresas de distribución procederán a deslastrar cargas por nudos completos de la red de distribución, asegurando la compatibilidad de los deslastres con las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema.

9.2.2.3 Comunicación de la instrucción de deslastre. El Operador del Sistema comunicará la instrucción de deslastre con la mayor antelación posible a los centros de control de las empresas de distribución.

Dicha comunicación tendrá lugar por vía telefónica, con posterior confirmación por fax o correo electrónico, y deberá quedar oportunamente registrada de forma que sea posible su verificación posterior.

Sin perjuicio de las acciones de comunicación que las empresas de distribución lleven a cabo para informar con la mayor antelación posible a sus consumidores, al Gobierno Autónomo y a las Administraciones Locales competentes, el Operador del Sistema informará a los Organismos Ministeriales competentes, a la Presidencia del Gobierno y al Gobierno Autónomo, quienes determinarán las acciones posteriores de comunicación a la sociedad y a los medios que sean pertinentes.

9.2.2.4 Confirmación del deslastre. Las empresas de distribución confirmarán a el Operador del Sistema la ejecución de los deslastres de cargas.

9.2.2.5 Normalización del suministro. Cuando las variables de control que se utilizaron para emitir las instrucciones de deslastre sean tales que con el acoplamiento de cargas no sea previsible la existencia de nuevas violaciones de los umbrales de deslastre que pongan en riesgo el suministro, el Operador del Sistema establecerá los procedimientos de reposición o dará instrucciones a las empresas de distribución para iniciar la reposición progresiva de las cargas deslastradas indicando:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá reponer la carga.
- La potencia total de las cargas a acoplar. El proceso de reposición se realizará de forma progresiva hasta la total normalización del suministro eléctrico.

9.2.2.6 Confirmación de la normalización del suministro. Las empresas de distribución confirmarán al Operador del Sistema la normalización del suministro eléctrico, indicando las potencias, tiempo y energías finalmente no suministradas, indexando dicha información con el listado de las líneas afectadas según el correspondiente Plan de Deslastre de Carga.

9.2.2.7 Información emitida por el Operador del Sistema. En el plazo de un mes el

Operador del Sistema remitirá un informe a los Organismos Ministeriales, al Gobierno Autónomo y a la CNMC, en el que se detallarán todos los aspectos relevantes del incidente que haya provocado el deslastre de carga.

9.2.2.8 Mecanismo excepcional de actuación. Dadas las características de los SENP pueden existir situaciones en las que sea necesario realizar deslastres manuales selectivos complementarios de los deslastres automáticos de cargas o preventivos ante una indisponibilidad inminente en el sistema, que por su propia urgencia no pueden articularse tal como se contempla en los puntos anteriores, por deberse a causas sobrevenidas que requieran de una actuación inmediata y que, por consiguiente, tengan que ser ejecutados por las compañías distribuidoras sin orden previa por parte del Operador del Sistema.

La aplicación de estos deslastres manuales quedará reducida, por tanto, únicamente a dichas situaciones y tendrán como objeto evitar una perturbación de mayores dimensiones. El procedimiento de actuación será el definido para el deslastre manual de cargas en los puntos anteriores, excepto en lo que se refiere a la orden previa del Operador del Sistema.

En estos supuestos, si la incidencia afecta a una única empresa de distribución, esta lo comunicará al Operador del Sistema y ejecutará el deslastre, o viceversa dependiendo de la premura en la ejecución del mismo. En el caso de que la incidencia afecte a varias empresas de distribución, la empresa gestora de red que haya detectado el problema, en función de la urgencia del deslastre, podrá comunicarlo al Operador del Sistema quien, a su vez, actuará según se ha determinado con anterioridad, o podrá ejecutarlo directa e íntegramente sobre la red de su propiedad comunicándolo a «posteriori» al Operador del Sistema.

La empresa que solicitó o ejecutó el deslastre deberá justificar con posterioridad la conveniencia y necesidad del mismo en el plazo y forma establecido por el Operador del Sistema.

9.2.3 Planes de desconexión de generación por máxima frecuencia. El OS establecerá los planes de desconexión de generación necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de desconexión escalonada de generación por máxima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de la generación que permita recuperar el equilibrio entre generación y demanda.

Con el fin de recuperar la controlabilidad del sistema y la predictibilidad de su comportamiento en una situación en la que está fuera de su punto de equilibrio se realizará la desconexión de la generación de aquellas instalaciones que el OS determine, de acuerdo con escalones de frecuencia en el rango entre 51 y 52 Hz, y con una temporización de 100 ms.

El OS determinará los escalones y las instalaciones que deben desconectar en cada escalón.

Ninguna instalación de generación adscrita a un centro de control de generación se reconectará de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus Centros de Control.

Salvo indicación en contra del OS, si la instalación de generación no está obligada a estar adscrita a un centro de control de generación y la normativa no le exige tener capacidad de regulación potencia/frecuencia, se ajustará en 51 Hz con una temporización de 100 ms. Salvo indicación en contra del OS, en caso de actuación de la protección de desconexión por máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia esté por debajo de 50,05 Hz durante, al menos, 1 minuto.

El resto de generación no especificada por el OS a este respecto no desconectará mientras la frecuencia no supere los 52 Hz.

9.3 Planes de Reposición del Servicio. Los Planes de Reposición del Servicio tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado interrupciones del suministro en zonas extensas del sistema.

La elaboración y actualización de los Planes de Reposición del Servicio de cada

sistema es responsabilidad del Operador del Sistema. Para ello contará con la colaboración de los distribuidores y generadores presentes en cada sistema, y de la CNMC. Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

En caso de producirse un incidente zonal o total, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición del servicio bajo la coordinación del Operador del Sistema, conforme a lo establecido en los Planes de Reposición correspondientes.

De un modo general la reposición de las cargas deberá ser llevada a cabo por los agentes en los términos que se establezcan en los Planes de Reposición del Servicio. Estos planes deberán también hacer referencia a los dispositivos automáticos de reposición de servicio instalados, en el caso de que su existencia esté autorizada, y a su interrelación con la actuación de los agentes mencionados. Consecuentemente, la actuación autónoma de dispositivos de reposición automática de carga se limitará a los casos que se contemplen en dichos Planes.

El Operador del Sistema será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición que tengan lugar.