

terciaria» y P.O. 9: «Información intercambiada por el Operador del Sistema», que se insertan a continuación.

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

Tercero.—A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los siguientes procedimientos de operación del sistema eléctrico:

P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema», aprobado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales de 30 de julio de 1998.

P.O. 3.1: «Programación de la generación», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 26 de junio de 2007.

P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 26 de junio de 2007.

P.O. 3.3: «Gestión de desvíos generación – consumo», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 3.7: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 4 de octubre de 2006.

P.O. 7.2: «Regulación secundaria», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 7.3: «Regulación terciaria», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 24 de mayo de 2006.

P.O. 9: «Información intercambiada por el Operador del Sistema», aprobado por Resolución de la Secretaría General de Energía de 16 de octubre de 2006.

Madrid, 18 de mayo de 2009.—El Secretario de Estado de Energía, Pedro Luis Marín Uribe.

ÍNDICE

P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema».

P.O. 3.1: «Programación de la generación».

P.O. 3.2: «Resolución de restricciones técnicas».

P.O. 3.3: «Gestión de desvíos generación-consumo».

P.O. 3.7: «Programación de la generación de origen renovable no gestionable».

P.O. 7.2: «Regulación secundaria».

P.O. 7.3: «Regulación terciaria».

P.O. 9: «Información intercambiada por el operador del sistema».

P.O. 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema»

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir los planes que se deben establecer para garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema y para llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica a:

El operador del sistema (OS).

Las empresas propietarias de instalaciones de la red gestionada por el OS (RG).

Los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.

Las empresas propietarias de grupos generadores conectados a la RG y, en lo que se refiere a los planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia y planes de desconexión de generación por máxima frecuencia, a todas las instalaciones de generación acopladas al Sistema Eléctrico Peninsular, con independencia de su potencia o punto de conexión.

3. *Establecimiento de los planes de seguridad*

El OS deberá establecer, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, los planes de actuación que permitan hacer frente, de forma sistemática y coherente, a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema.

Los planes de actuación, en función del objetivo perseguido, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

3.1 Planes de Salvaguarda.—El OS establecerá Planes de Salvaguarda en todos aquellos casos en los que sea necesario para prevenir el desencadenamiento de incidentes que puedan tener una repercusión notable en el suministro o sobre los grupos generadores.

La necesidad de establecer Planes de Salvaguarda se basará en el análisis de las contingencias contempladas en los Criterios de Seguridad de la operación del sistema (P.O. 1.1) y en la valoración de las repercusiones que podrían tener sobre el sistema.

En estos Planes de Salvaguarda se identificarán las acciones correctivas post-contingencia que deberían tomar los operadores para devolver el sistema a la condición de funcionamiento normal. Establecerán también las acciones preventivas que será necesario adoptar a priori, en los casos en los que las repercusiones puedan ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la zona).

3.2 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.

El OS establecerá los correspondientes planes de Emergencia que podrán incluir tanto la actuación de automatismos como la adopción de medidas específicas de operación.

Entre los primeros se pueden destacar los siguientes:

Planes de teledisparo de instalaciones de generación:

El OS establecerá planes para el teledisparo de instalaciones de generación en aquellas zonas excedentarias de potencia en las que determinadas contingencias que afecten a ejes de interconexión con otras áreas, puedan provocar sobrecargas importantes en los restantes ejes de interconexión, o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

La decisión última con relación a la instalación del teledisparo de instalaciones de generación queda en manos de los propietarios de estas instalaciones. En cualquier caso, tanto los costes derivados de la instalación del teledisparo como, en su caso, las posibles implicaciones que sobre el funcionamiento de la instalación de generación tuviera su no instalación serán asumidos por los propietarios de estas instalaciones.

Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia:

El OS establecerá los planes de deslastre de cargas 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 deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los planes de deslastre de cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y deslastrando, a valores inferiores de frecuencia, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:

- 49.5 Hz: 50% de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49.3 Hz: 50% restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.
- 49 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48.7 Hz: 15% de la carga total real del sistema.
- 48.4 Hz: 10% de la carga total real del sistema.
- 48.0 Hz: 10% de la carga total real del sistema.

En ningún caso será admisible la reconexión automática de la carga. Dicha reconexión se realizará siguiendo las instrucciones del OS.

Las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de generación deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia, por lo que éstos sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, temporizado con 3 segundos, como mínimo.

Análogamente el OS establecerá medidas específicas de operación con el objetivo de minimizar el alcance y la extensión de los incidentes. Entre estas medidas cabe destacar las siguientes:

- Redespachos de generación.
- Aplicación del Sistema de Interrumpibilidad.
- Modificación o anulación de los programas de Intercambios internacionales.

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 no gestionable de instalaciones de potencia instalada igual o mayor de 10 MW de acuerdo con los siguientes escalones, sin ningún tipo de temporización:

- 50.5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50.9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 51 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.

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

En ningún caso estas instalaciones de generación se reconectarán de forma automática. Su reconexión se realizará siguiendo las instrucciones recibidas del OS a través de sus Centros de Control.

Todas las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor de 10 MW desconectarán con 51 Hz y una temporización de 200 ms. Su reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Las instalaciones de generación de régimen especial gestionable deberán desconectar cuando la frecuencia supera el valor de 51 Hz, y las instalaciones de producción de régimen ordinario no desconectarán mientras la frecuencia no supere los 51,5 Hz.

3.3 Planes de reposición del servicio.—Los Planes de reposición tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado cortes de mercado.

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.

El OS desarrollará y mantendrá actualizados los Planes de Reposición del sistema eléctrico, que deberán ser conocidos y aplicados, en su caso, por los operadores de los centros de control implicados. Asimismo, el OS será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición del servicio que tengan lugar.

En el caso de producirse un incidente zonal o nacional, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición rápida del servicio, conforme a las indicaciones establecidas en los Planes de Reposición correspondientes y bajo la dirección del OS.

P.O. 3.1: «Programación de la generación»

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) utilizadas en el proceso de programación de la generación y localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario base de funcionamiento (PDBF).
- b) El programa diario viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos del Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea o CET (Central European Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.