

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

20428 *RESOLUCIÓN de 16 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 9, Información intercambiada por el Operador del Sistema.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el 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 del procedimiento de operación del sistema, P.O. 9, Información intercambiada por el Operador del Sistema, de acuerdo con lo establecido en 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.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueba el procedimiento para la operación del sistema eléctrico P.O. 9 Información intercambiada por el Operador del Sistema que figura como anexo de la presente resolución.

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

Madrid, 16 de octubre de 2006.—El Secretario General de Energía, Ignasi Nieto Magaldi.

ANEXO

P.O. 9

Información Intercambiada por el Operador del Sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema (OS) con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla.

Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a los datos estructurales de las instalaciones del sistema eléctrico, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información intercambiada para la adecuada operación del sistema, la información necesaria para la elaboración de las estadísticas relativas a la operación del sistema, la requerida para el análisis de las incidencias del sistema eléctrico, así

como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

Se establece en este Procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el Operador del Sistema (OS) y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

2. *Ámbito de aplicación.*—Dentro del ámbito del Sistema Eléctrico Peninsular:

Operador del Sistema (OS).

Operador del Mercado (OM).

Gestores de las redes de distribución.

Transportistas.

Sujetos del Mercado y resto de sujetos del sistema definidos en la regulación del sector eléctrico.

3. *Procesos de gestión de información en los que interviene el Operador del Sistema.*—Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se pueden considerar agrupados de la siguiente forma:

a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.

b) SIOS: Sistema de Información de la Operación del Sistema.

c) Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

d) SCO: Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real.

e) Otras informaciones que deban enviar los sujetos del sistema.

f) Estadísticas e Información Pública relativa a la Operación del Sistema.

g) Análisis e información de incidencias en el sistema eléctrico.

h) Liquidación bajo responsabilidad del Operador del Sistema.

En lo que se refiere a los epígrafes b, c, d, e y f, los sujetos del Sistema serán responsables de depositar en los sistemas de información del OS la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes. Los sujetos garantizarán que:

a. La información suministrada es la correcta.

b. La información está disponible para el Operador del Sistema con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuados.

c. Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.

d. La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el Operador del Sistema.

4. *Datos estructurales del sistema eléctrico.*—Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control, que el OS precisa para ejercer sus funciones facilitando los análisis de seguridad y los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1 Responsabilidades.

El Operador del Sistema es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales del sistema eléctrico. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los sujetos titulares o representantes de unidades de programación para la venta de energía en el mercado de producción, los consumidores conectados a la red de transporte, los transportistas, los distribuidores, los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la Base de Datos.

La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en el sistema eléctrico gestionado por el Operador del Sistema. Igualmente incluirá los registros de elementos en proyecto y construcción y de elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones del sistema eléctrico.

El contenido de la BDE responderá a la siguiente estructura:

Sistema de Producción.

- Grupos hidráulicos.
- Embalses.
- Unidades térmicas.
- Unidades de producción en régimen especial.

- Grupos no eólicos.
- Parques eólicos.

Sistema de Transporte e instalaciones de consumo.

- Subestaciones.
- Parques.
- Líneas y cables.
- Transformadores.
- Elementos de control de potencia activa o reactiva.
- Instalaciones de consumo.
- Protecciones.

Red Observable.

- Subestaciones.
- Parques.
- Líneas y cables.
- Transformadores.

En el Apéndice 1 se incluye una relación detallada de los diferentes campos en los que se estructura la BDE.

4.3 Proceso de carga.

El Operador del Sistema definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de entrada de datos con los formatos necesarios.

El Operador del Sistema cumplimentará los campos contenidos en las citadas fichas con toda la información de que disponga acerca de cada elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario o representante del elemento al que se refiere la información.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información de las fichas relativas a sus instalaciones y las

modificarán, en su caso, con la mejor información disponible, cumplimentando los campos que aparezcan vacíos.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al OS el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información.

La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

- Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.

- Por alta o baja de algún elemento.

- Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el sujeto propietario del elemento correspondiente o el sujeto que actúe en su representación deberá comunicar al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El Operador del Sistema pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes represente recogidos en la base de datos con objeto de que los sujetos puedan comprobar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información.

Los datos relativos a las instalaciones de la red de transporte y de la red observable tendrán carácter público, salvo los datos de planificación, cuya confidencialidad se trata en el Procedimiento de Operación P.O. 13.4 en el que se definen, para la planificación de la red de transporte, los intercambios de información. Los datos relativos a instalaciones de producción o relacionados con consumidores, en su caso, tendrán carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

- La CNE, que podrá disponer de toda la información.

- La Administración competente, que podrá disponer de toda la información.

- Los gestores de las redes de distribución, que podrán disponer de los datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión.

5. *Sistemas de información del Operador del Sistema.*—Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, a partir de la casación de las ofertas presentadas al mercado en el horizonte diario e intradiario, contratos bilaterales con entrega física y programas en las interconexiones internacionales, incluyendo, los procesos asociados a la asignación de capacidad en dichas interconexiones, cuando sea de aplicación, realizada por el OM, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios y procesos de liquidación responsable del OS, serán gestionados por el Sistema de Información del Operador del Sistema e-sios. La gestión y publicación de la información histórica asociada a los procesos anteriores será gestionada por el Sistema de Información SIOSbi. El e-sios realizará los procesos, de subasta, cálculo, registro y archivo de datos intermedios y resultados de los procesos antes indicados. El SIOSbi, realizará el archivo y publicación de datos históricos. El e-sios y el SIOSbi constituyen los únicos medios del OS para la realización de los intercambios de la información con los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

En la ejecución de los procesos e intercambios de información indicados en el párrafo anterior, el e-sios deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada sujeto del mercado (SM).
- b) Acuse de recibo a cada sujeto de mercado de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, tanto el e-sios como el SIOSbi, son sistemas redundantes, además el e-sios dispone de sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El Operador del Sistema proporcionará a los usuarios los modos de acceso a ambos sistemas.

Con periodicidad a establecer por el OS los procesos realizados por el e-sios se ejecutarán en el centro de respaldo, siendo responsabilidad de sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico el disponer de los medios de comunicación con este centro de respaldo.

5.1 Bases de datos del e-sios.

El Operador del Sistema mantendrá en las bases de datos del e-sios toda la información necesaria para la correcta gestión de los mercados que están bajo su responsabilidad.

Las bases de datos del e-sios y SIOSbi cumplirán los siguientes requisitos:

- a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
- b) Todas las magnitudes económicas están referidas en unidades de céntimos de EURO (c€).
- c) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- d) Integridad referencial de los datos grabados.
- e) Gestión histórica asociada a toda la información.

5.2 Accesos al e-sios y SIOSbi.

El acceso al e-sios y SIOSbi por parte de los sujetos del mercado, del OM, de otros sujetos del sistema eléctrico o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.3.

5.2.1 Medios de intercambio de información.

La comunicación entre el OS, el OM y los sujetos del mercado, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en el apartado 5, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que éstos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El Operador del Sistema publicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquéllos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

5.2.2 Comunicaciones.

Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá de diversos medios alternativos de uso común para acceder tanto al sistema principal como al de respaldo y comunicará a los usuarios los detalles técnicos

necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al e-sios será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El Operador del Sistema indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.2.3 Acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los sujetos del mercado, el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el Operador del Sistema.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Para la utilización del servicio de acceso privado será necesaria una autorización personal otorgada por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesaria ningún tipo de autorización.

5.2.3.1 Seguridad del servicio de acceso privado.

En la actualidad, el sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Comunicación encriptada.
- b) Uso de certificados digitales.
- c) Utilización de tarjetas inteligentes o medios equivalentes para acceso al sistema. Cada usuario (SM) poseerá una tarjeta de identificación o equivalente donde se almacenará su certificado y firma digital y sus datos identificadores y poseerá además un código para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío.

5.3 Gestión de la información.

Los intercambios de información del Operador del Sistema con el exterior pueden ser en ambos sentidos:

- Información comunicada por el OS.
- Información comunicada al OS.

La información comunicada por el OS puede tener distinto carácter:

- Público.
- Confidencial.

5.3.1 Intercambios de información.

Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos (ficheros) de contenido y formato determinados, publicados por el OS en los Sistemas de Información del Operador de Sistema o enviados por los SM y OM a este mismo Sistema de Información, en los horarios especificados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Los diferentes documentos (ficheros) intercambiados con los Sujetos del Mercado y otros sujetos del mercado eléctrico, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en un único documento denominado Intercambio de Información con el Operador del Sistema, agrupando la información, en una serie de tres volúmenes:

- Volumen 1. Mercados de Producción.
- Volumen 2. Liquidaciones.
- Volumen 3. Control de Tensión.

Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en

vigor, en la web pública del Sistema de Información del Operador del Sistema.

Los diferentes documentos (ficheros) intercambiados con el Operador del Mercado su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en el documento denominado Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM que será publicado conjuntamente por el OS y el OM por los medios que el operador establezca.

5.3.2 Criterios de publicidad de la información.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el Operador del Sistema sobre los procesos relacionados con el Mercado de Producción Eléctrica son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en las Reglas de Funcionamiento del Mercado aprobadas por Resolución de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de fecha 5 de abril de 2001, publicada en el B.O.E. con fecha 20 de abril de 2001 y en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004.

Estos criterios son los siguientes:

El Operador del Sistema hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrico, al ser éstos objeto de su responsabilidad.

El OM y el OS, en el ámbito de sus respectivas competencias, harán públicos los datos agregados comprensivos de volúmenes y precios, así como los datos relativos a las capacidades comerciales, intercambios intracomunitarios e internacionales por interconexión y, en su caso, por sistema eléctrico, así como las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes.

Toda la información que el Operador del Sistema proporcione a un sujeto sobre otro, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general.

En todo caso, el OM y el OS garantizarán el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado, tal y como se establece en los apartados 2f) y 2k) de los artículos 27 y 30, respectivamente, del RD 2019/1997.

5.3.3 Información pública.

Información que el Operador del Sistema hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública.

5.3.3.1 En tiempo real.

La información que el Operador del Sistema publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas.

La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales actualizada en tiempo real.

Los programas brutos agregados de intercambio actualizados en tiempo real.

El resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El resultado agregado del mercado de regulación terciaria.

El resultado agregado del mercado de gestión de desvíos.

Los Programas Horarios Operativos (P48) desagregados que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme en tiempo real.

5.3.3.2 Diariamente.

Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:

Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales.

Previsión de la demanda del sistema peninsular español.
Situación prevista de la red de transporte.

Después de cada mercado o proceso de operación técnica:

Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos.

Resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en mercado diario e intradiario.

Resultado agregado del mercado de reserva de potencia de regulación secundaria.

Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.

El día D+1 la información correspondiente al día D:

Resultado agregado del mercado de energía de regulación secundaria.

5.3.3.3 A los tres días.

Una vez transcurridos tres días se publicará la información desglosada por tipo de tecnología (mercados de operación) o, en su caso, por tipo de sujeto (interconexiones internacionales).

La información que se publicará el día D+4 correspondiente al resultado de la programación horaria de los mercados de operación del día D, se desagregará por los siguientes tipos:

Nuclear.

Carbón.

Fuel-Gas.

Hidráulica convencional.

Turbinación bombeo.

Consumo bombeo.

Agentes externos.

Contratos de intercambio de energía previos a la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

Asimismo, los casos PSS/E utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF) serán publicados antes de transcurridos tres días hábiles desde la fecha del día de programación.

5.3.3.4 Mensualmente.

Con periodicidad mensual se publicarán las previsiones de demanda referidas a meses completos, en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.

Asimismo, mensualmente se publicarán las cuotas mensuales por sujeto obtenidas como resultado de los mercados o procesos de operación del sistema.

El primer día del mes M+2 se publicarán las cuotas por sujeto en el mes M sobre los siguientes mercados o procesos de operación del sistema:

Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento (PBF).

Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Reserva de potencia de regulación secundaria.

Energía utilizada para regulación secundaria.

Energía de regulación terciaria.
Recursos adicionales asignados de potencia reactiva.
Energía reactiva.

5.3.3.5 A los tres meses.

La información confidencial recogida en el apartado 5.3.4 que se comunica a cada sujeto sobre las unidades de su propiedad o a las que represente, se publicará una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera, sin perjuicio de lo establecido al respecto en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Se incluirá dentro de esta publicación la información correspondiente a los mercados y procesos de operación técnica.

5.3.4 Información confidencial.

La información confidencial es aquella que se comunica a los sujetos del sistema de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos, salvo lo establecido en el apartado anterior para que esta información se publique una vez transcurridos tres meses desde el momento de su comunicación de forma confidencial.

Esta información se refiere a los mercados y procesos de operación del sistema:

- Programas de intercambios internacionales.
- Solución de restricciones técnicas.
- Gestión de los desvíos entre generación y consumo.
- Servicio complementario de regulación secundaria.
- Servicio complementario de regulación terciaria.
- Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.

Otros programas de operación en tiempo real (indisponibilidades, desvíos comunicados, etc.).

Todos estos procesos están regulados y desarrollados en los Procedimientos de Operación del Sistema.

Los criterios de comunicación que deben ser adoptados en función de los sujetos o que participen en los mercados de operación son los que se muestran a continuación.

5.3.4.1 Al Operador del Mercado (OM).

Se le comunicará toda la información necesaria para la liquidación del mercado de producción y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.3.4.2 A los sujetos del mercado.

Se les comunicará la información detallada correspondiente a las unidades de su propiedad, o a las que representen.

A los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean sin embargo los responsables del envío de ofertas sobre los mercados de operación se les comunicará la información del resultado de los mercados de operación pero no se les comunicará la información de las ofertas.

A los propietarios de unidades afectas a contratos bilaterales físicos internacionales que no sean sin embargo los responsables de la comunicación de ofertas para las subastas de capacidad de intercambio se les comunicará la información del resultado del proceso de solución de restricciones técnicas en las interconexiones pero no se les informará sobre las ofertas por subasta de capacidad de intercambio.

5.3.4.3 A los gestores de las redes de distribución.

Se les comunicará la información de las instalaciones de generación y red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información

sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

El Operador del Sistema, en caso de considerar necesaria la inclusión de información que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, presentará a la Comisión Nacional de la Energía para su aprobación su propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional.

5.3.5 Intercambio de datos de medidas.

Información que se intercambia entre el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas y el SIOS del OS.

5.4 Gestión de Datos Estructurales.

Para el correcto funcionamiento de los mercados y procesos gestionados por el Operador del Sistema es necesario conocer y mantener información relativa a los sujetos del mercado, Unidades de Programación, Unidades Oferentes y Físicas, Contratos Bilaterales, productores en régimen especial, Consultas e información general, así como una serie de datos adicionales y parámetros para el Sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

Información sobre sujetos del mercado: datos de los sujetos existentes en el mercado y, en su caso, de sujetos que actúan en representación de otros.

Información sobre unidades de programación y su relación con las unidades de oferta utilizadas en los mercados diario e intradiarios.

Información sobre unidades de programación y su desagregación en unidades físicas y unidades físicas equivalentes.

Información de carácter diverso: tipos de mercado, tipos de unidad, tarjetas de seguridad.

Diversos tipos de parámetros, que afectan al sistema.

Información sobre las distintas sesiones que componen y definen los diferentes Mercados gestionados por el Operador del Sistema.

6. *Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.*—El Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es el sistema con el que el Operador del Sistema gestiona la información de medidas del mercado eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

La base de datos del Concentrador Principal recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

- Puntos de Medida.
- Puntos frontera.
- Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
- Contadores.
- Registradores.
- Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema es el encargado de la lectura:

- Medidas horarias en los puntos de medida.
- Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.

Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.

c) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura.

Códigos Universales Punto de Suministro tipos 1 y 2 (CUPS).

Agregaciones de puntos de medida tipos 3, 4 y 5.

d) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el Operador del Sistema no es el encargado de la lectura.

Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.

Datos horarios de las medidas agregadas.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.

Pérdidas de la red de transporte.

Acumulados entre actividades.

Perfiles de consumo.

6.2 Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas.

El Operador del Sistema gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a continuación:

6.2.1 Información de libre acceso.

El Operador del Sistema publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el concentrador principal.

Dicha información esta disponible en la dirección de Internet del OS (<http://www.ree.es>).

6.2.2 Información para los participantes del sistema de medidas.

La información contenida en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es de carácter restringido, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera, CUPS y/o agregaciones de los que es partícipe.

El Operador del Sistema ha desarrollado un sistema de acceso seguro, mediante el cual cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es la encargada de la lectura.

Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.

Inventario de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.

Medidas horarias de agregaciones tipos 3, 4 y 5.

En la dirección de Internet del OS se indican los requisitos y procedimiento a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

Adicional e independientemente del acceso seguro descrito anteriormente, el Operador del Sistema pondrá a disposición de los concentradores secundarios los datos de las medidas de los cierres de energía de las fronteras, CUPS y agregaciones de los que cada responsable de concentrador secundario es partícipe.

6.3 Gestión de la información.

El Concentrador Principal recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera del mercado eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.3.1 Alta de puntos frontera, CUPS, Agregaciones y resto de datos estructurales.

El alta, baja y/o modificación de fronteras, CUPS tipos 1 y 2 y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo los documentos de desarrollo «Ficheros para el intercambio de Información de Medidas» e «Información para titulares de instalaciones de régimen especial» publicados en la página web del Operador del Sistema.

6.3.2 Recepción de medidas del Concentrador Principal.

El envío de datos de medidas al concentrador principal se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.3.3 Otras consideraciones sobre la información de medidas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el Concentrador Principal durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7. *SCO (Sistema de control de la operación en tiempo real).*—El Operador del Sistema deberá recibir en su Sistema de Control de la Operación en tiempo real, y de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte y producción, incluida la generación en régimen especial y la red observable —según se define esta última en el procedimiento de operación P.O. 8.1 por el que se definen las redes operadas y observadas por el operador del sistema— que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, el Operador del Sistema dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Centro de control de instalaciones de producción.

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de potencia neta igual o superior a 10 MW (o de forma agregada de aquellas instalaciones mayores de 1 MW que formen parte de un conjunto cuya conexión se realice a un mismo nudo de la red de tensión igual o superior a 10 kV y sumen más de 10 MW) deberá ser facilitada al Operador del Sistema a través de conexión entre su centros de control.

Aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW que no cumplan las condiciones establecidas en el párrafo anterior, no tienen obligación de integrarse en un centro de control, pero deberán enviar la telemetría de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona.

En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

El Operador del Sistema podrá realizar, de forma provisional, el control directo de la generación de régimen especial mediante el envío de consignas de generación desde su Sistema de Control en Tiempo Real a las unidades de producción. La provisionalidad de esta situación vendrá determinada por los plazos que regulatoriamente se establezcan para la inclusión definitiva de esta producción en un Centro de Control.

7.2 Contenido y estructura de la Base de Datos del SCO (BDSCO).

En la Base de Datos del SCO se recibirá la información que a continuación se indica y con las especificaciones técnicas que asimismo se reflejan:

7.2.1 Requerimientos Técnicos.

La información a intercambiar con el Operador del Sistema se realizará de acuerdo a un protocolo de comunicación estándar a determinar por el OS. La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los doce segundos.

El Operador del Sistema mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los sujetos del mercado aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.2.2 Información necesaria.

Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

Red de Transporte.

Red Observable.

Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.2.2.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas.

En este procedimiento se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Sincronos y Condensadores.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Bajo el epígrafe de transformadores se considerarán incluso los de grupos y los de consumo.

b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones.—Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas.—Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.e. indicación de tomas de transformadores).

La información detallada de señales a captar se recoge en el Apéndice 2.

8. *Otras informaciones que los sujetos deben enviar al Operador del Sistema.*—El Operador del Sistema será responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación del sistema descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, transportistas y gestores de las redes de distribución facilitar al Operador del Sistema la información que éste le requiera y que se derive de la operación de las instalaciones de su propiedad o bajo el ámbito de su gestión.

Así mismo, los gestores de las redes de distribución recabarán de los generadores en régimen especial de su ámbito, la información necesaria para la Operación y la enviarán al OS con la periodicidad que éste precise. Dentro de este tipo de información resulta especialmente importante la relativa a las previsiones de producción diaria con desglose horario y por tecnologías que deberán ser comunicadas al OS el día D -1, y actualizadas el propio día D con la mejor información disponible. En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al Operador del Sistema su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema con dos niveles distintos de agregación temporal (diaria y mensual), necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y el funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

8.1 Datos diarios.

Los sujetos del sistema facilitarán al Operador del Sistema todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas. El plazo máximo para el envío de estos datos será el de los cuatro días laborables siguientes:

Producciones de los grupos térmicos en bornas de alternador.

Producciones de las centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en barras de central.

Producción hidroeléctrica por subsistemas hidráulicos. Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante cuatro horas consecutivas.

Producciones de parques eólicos.

Consumos propios de generación.

Consumos de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Consumo de combustible en centrales térmicas.

Existencias de combustible en centrales térmicas.

Información hidrológica:

Precipitaciones.

Caudales medios de los ríos en estaciones de aforo.

Reservas hidroeléctricas por embalses (en Hm³ y MWh).

Vertidos.

Incidencias en la Red de Transporte.

8.2 Datos mensuales.

Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al Operador del Sistema antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

Producciones de grupos térmicos, brutas y netas.

Producción hidroeléctrica (bruta y neta) por subsistemas hidráulicos.

Producciones de centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en bornas de alternador y reservas en los embalses asociados.

Pérdidas turbinables en centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW.

Consumos propios de generación.

Consumos y producción de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Reservas hidroeléctricas por embalses en Hm³ y MWh.

Energía adquirida a cada productor acogido al Régimen Especial.

Energía producida por cada productor acogido al Régimen Especial.

Consumos de generación y consumos propios de cada productor acogido al régimen especial.

Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Consumo de combustible en centrales / grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Existencias de combustible en centrales / grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Poder calorífico inferior de cada uno de los combustibles utilizados en la generación.

Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses [expresadas en toneladas y en termias (PCI)] y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.

Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

9. *Estadísticas e información pública relativa a la Operación del Sistema.*—El Operador del Sistema publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria.

La información que el Operador del Sistema publicará diariamente es la siguiente:

Curva de carga del sistema.

Estado de las reservas hidroeléctricas y aportaciones en los ríos más importantes.

9.2 Información a los tres días.

La información correspondiente al día D que el Operador del Sistema publicará el día D + 4 es la siguiente:

Balance eléctrico de producción.

9.3 Información mensual.

Mensualmente el Operador del Sistema publicará la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.

Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de compensación de energía reactiva (reactancias y condensadores) de la red de transporte.

Estadísticas de incidentes.

Evolución de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.

Calidad de servicio ENS y TIM.

9.4 Información anual.

El Operador del Sistema publicará anualmente la siguiente información:

Disponibilidad del equipo generador.

Disponibilidad de la red de transporte.

Calidad de servicio ENS y TIM.

Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, el Operador del Sistema mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

Potencia instalada en el sistema.

Energía generada tanto por el régimen ordinario como por el régimen especial.

Demanda del sistema eléctrico.

Producible hidroeléctrico.

Reservas hidroeléctricas.

Tasas de disponibilidad del equipo generador.

Tasas de disponibilidad de la red de transporte.

10. *Análisis e información de incidencias.*

10.1 Incidencias.

Los eventos que definen aquellas incidencias del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados son los siguientes:

a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos del sistema eléctrico (generación y/o transformación transporte-distribución) cuando ésta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de suministro.

b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:

a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.

b. Fallo, degradación o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.

c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje electrónico o físico, terrorismo dirigido contra el sistema eléctrico o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema.

En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS y en un plazo de dos horas la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar de la incidencia contendrá, al menos, los aspectos a), b), c) y d) que se recogen en el Apéndice 3 que resulten de aplicación.

El Operador del Sistema podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

Cuando el OS determine que el evento constituye una incidencia significativa para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación o al responsable del suministro a los consumidores finales afectados. Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS en un plazo no superior a quince días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Apéndice 3) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar el efecto de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema.

Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el Operador del Sistema incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos del mercado antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el Operador del Sistema considere una incidencia de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva de la misma. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición de la incidencia o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los sujetos afectados, a la CNE y al MINECO, en un plazo no superior a sesenta días hábiles tras la ocurrencia de la incidencia.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidencias que convocará el Operador del Sistema.

10.4 Investigaciones conjuntas.

Para aquellas incidencias en que por su importancia o naturaleza el Operador del Sistema lo juzgue necesario, propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes sujetos involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán en el informe que elabore el Operador del Sistema sobre la incidencia.

11. Información de las liquidaciones responsabilidad del Operador del Sistema.

11.1 Información confidencial.

La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el operador del sistema es aquella que se comunica a los sujetos del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública.

La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los sujetos se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

APÉNDICE 1: CONTENIDO DE LA BASE DE DATOS ESTRUCTURAL

Notas generales y abreviaturas.

Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique otra cosa.

De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

La expresión PSS/E se refiere a la aplicación informática para el análisis de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia de Power Technologies Inc.

Sistema de producción.

Grupos hidráulicos.

Datos en el caso de grupos de régimen ordinario de no más de 50 MW de potencia y que no estén conectados a la red de transporte o a la red observable.

Nombre de la Central.

Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Porcentaje de participación.

Empresa o empresas explotadoras:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Cuenca (río) en que está ubicada la central.

Embalse asociado.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).

Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).

Potencia nominal en turbinación (MW).

Potencia nominal en bombeo (MW), en su caso.

Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Datos en el caso de grupos de más de 50 MW de potencia o que estén conectados a la red de transporte o a la red observable.

1. Datos generales e hidráulicos de la instalación.

Nombre de la Central.

Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Porcentaje de participación.

Empresa o empresas explotadoras:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Cuenca (río) en que está ubicada la central.

Esquema del subsistema hidráulico.

Embalse asociado.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).

Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).

Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.

Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).

Tipo de turbina.

Caudal nominal (m^3/s).

Velocidad nominal (m/s).

Caudal máximo de turbinación (m^3/s).

Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).

Salto bruto máximo (m).

Salto bruto mínimo (m).

Salto neto nominal (m).

Salto neto de equipo (m).

Salto neto máximo (m).

Salto neto mínimo (m).

Coefficiente energético máximo (kWh/m^3).

Coefficiente energético mínimo (kWh/m^3).

Curvas cuadráticas de rendimiento para cotas máxima, media y mínima (alternativa: tablas de eficiencia cota-potencia).

En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

Altura de impulsión nominal (m).

Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

Caudal máximo de bombeo (m^3/s).

Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).

Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

2. Datos de cada generador.

Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).

Potencia nominal en turbinación (MW).

Potencia nominal en bombeo (MW), en su caso.

Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA) en b.c.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA) en b.c.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA) en b.c.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA) en b.c.

Factor de potencia nominal.

Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SÍ/NO).

Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).

3. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.

Características de la turbina: fabricante y modelo. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina incluyendo la constante de tiempo del agua T_w .

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,

Estatismo permanente:

Rango de ajuste.

Valor ajustado.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

Rango de ajuste.

Valor ajustado: confirmar que es cero.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...).

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.

Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de centrales de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Datos de regulación secundaria.

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SÍ/NO).

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites, ...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

5. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

Capacidad de arranque autónomo (SÍ/NO).

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar el grupo en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

6. Datos de los transformadores de grupo.

Potencia nominal (MVA).

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Pérdidas debidas a la carga (kW).

Tensión de cortocircuito (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características de regulación (arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

7. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Véase líneas y cables de red observable.

8. Datos de las protecciones.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (SÍ/NO). Indicar particularidades, en su caso.

Relés de mínima tensión: ajustes.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

Datos adicionales en el caso de grupos conectados a la red de transporte.

1. Datos de la central.

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Configuración general de la central.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.

Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

2. Datos de cada grupo.

Tensión nominal de generación (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina.

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.).

(Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga, ver figura 1).

3. Datos principales de los equipos de control de tensión.

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará, en el caso de centrales de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Servicio complementario de control de tensión.

Declaración explícita de cumplimiento de requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

En el caso de grupos reversibles generador/motor, completar los datos requeridos en el anexo 1 del PO 7.4 para cada uno de los modos de funcionamiento.

En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la con-

signa de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

5. Datos de los transformadores de grupo.

Ver transformadores de transporte.

6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de transporte.

7. Datos de las protecciones.

7.1 Protecciones de la Central.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.

Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

7.2 Protecciones asociadas a la interconexión.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: ajustes.

7.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Embalse.

Nombre del embalse.

Empresa o empresas propietarias o concesionarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Porcentaje de participación.

Cuenca (río).

Situación: provincia, término municipal, paraje o predio.

Fecha de terminación.

Capacidad en energía eléctrica bruta (MWh).

Serie histórica de aportaciones naturales mensuales (m³).

Volumen máximo (hm³).

Volumen útil (hm³).

Volumen mínimo (hm³).

Curva cota /volumen (mínimo 3.º grado).

Cota máxima de explotación (m).

Cota mínima de explotación (m).

Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.

Régimen de regulación (fluyente, semanal, anual, hiperanual).

Coefficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.

Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbina a plena carga de la propia central.

Uso (Hidroeléctrico, Mixto).

Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc).

Unidades térmicas.

1. Datos generales de la instalación.

Denominación de la central.

Denominación de la instalación.

Localización geográfica (solicitudes de acceso): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia)

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Porcentaje de participación.

Empresa o empresas explotadoras:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Número de identificación en el RAIPEE.

Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Combustibles.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).

Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias).

Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (kWh/kcal).

Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh).

Régimen de funcionamiento previsto.

Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

2. Datos de cada generador.

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

Potencia aparente instalada (MVA).

Tensión nominal de generación (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Potencia activa instalada en b.a. (MW).

Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).

Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).

Potencia activa neta efectiva de verano en b.c. (MW).

Mínimo técnico en b.a. (MW).

Mínimo técnico en b.c. (MW).

Mínimo técnico especial en b.a. (MW).

Mínimo técnico especial en b.c. (MW).

Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAR) en b.a.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en b.a.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAR) en b.a.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en b.a.

Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).

Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVAR).

Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).

Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVAR).

Factor de potencia nominal.

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal (p.u.).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).

Constante de inercia del conjunto giratorio turbina-generador (s).

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.), según figura 1.

Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.), según figura 1.

(Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga).

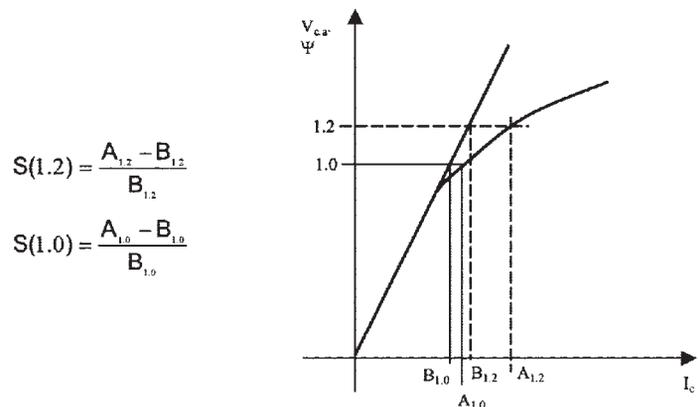


Figura 1.- Factores de saturación.

3. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.

En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

Características de la turbina de gas (en su caso): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que considere el limitador de la temperatura de combustión.

Características de la turbina de vapor (en su caso): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplifi-

cado de funcionamiento que especifique la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. Debe incluirse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital, ...

Estatismo permanente:

Rango de ajuste.

Valor ajustado.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

Rango de ajuste.

Valor ajustado: confirmar que es cero.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio, ...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...)

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie, ...). Se han de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.

Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Datos de regulación secundaria.

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SÍ/NO).

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites, ...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

5. Datos para programación y regulación terciaria.

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.

Tiempo mínimo de arranque de programación.

Desde sincronización hasta mínimo técnico (min).

Desde sincronización hasta plena carga (min).

Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min).

Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

6. Datos principales de los equipos de control de tensión.

En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada generador de turbina de gas y de vapor.

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

7. Servicio complementario de control de tensión.

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión de la red de transporte o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

8. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

Alimentación de SSAA.

Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

Normal.

Arranque.

Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

Tensión de alimentación de SSAA.

Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).

Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVar).

Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVar). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

Capacidad de arranque autónomo.

Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

Batería.

Grupo Diesel.

Otros.

Diagramas unificares.

Tiempo de autonomía (horas)
 Tipo de arranque:
 Por control remoto.
 Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible o de agua).

Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada y duración del ciclo.

Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.

Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).

Reconexión del grupo a la red.

Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

Funcionamiento en isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (SÍ/NO. Descripción).

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

Otros datos.

Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.

Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

9. Datos de los transformadores de grupo.

Ver transformadores de transporte.

10. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de transporte.

11. Datos de las protecciones.

11.1 Protecciones de la Central.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (SÍ/NO). Indicar particularidades, en su caso.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

Servicios auxiliares, relés de mínima tensión y/o de mínima frecuencia: indicar ajustes y para el relé de mínima tensión fases en que mide y lógica de disparo.

Estabilidad de la central (grupo y servicios auxiliares) ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.

Protección de mínima frecuencia de grupo: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia (SÍ/NO). Ajustes, en su caso.

11.2 Protecciones asociadas a la interconexión.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de grupo. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: ajustes.

11.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (SÍ/NO)

Tipo de teledisparo (apertura de interruptor de generación o fast-valving).

Potencia final y tiempo de bajada en los casos de reducción rápida de carga (fast-valving) y en general en procesos no instantáneos, como por ejemplo, en ciclos combinados, el de respuesta de la turbina de vapor al teledisparo parcial de turbinas de gas.

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Unidades de producción en régimen especial.

Grupos no eólicos.

Nombre de la central.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Porcentaje de participación.

Número de identificación en el RAIPEE.

Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.

Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tipo de central.

Fecha de concesión en Régimen Especial.

Año final de la concesión.

Normativa aplicable.

Compañía Distribuidora.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Tipo de instalación según tipificación Real Decreto 2818/1998 o reglamentación alternativa que sea de aplicación.

Número de grupos.

Combustible.

Salto (m).

Caudal máximo (m³/s).

Cuenca (río).

Tipo de potencia (eventual / garantizada).

Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.

Potencia acogida al R.D. 2818/1998 o reglamentación alternativa que sea de aplicación (MW).

Potencia no acogida (MW).

Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.

Constante de inercia del grupo turbogenerador (s).

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Datos adicionales en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria.

1. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.

Características de la turbina: fabricante y modelo. Se ha de proporcionar un modelo simplificado de funcionamiento de la turbina. Para una turbina hidráulica debe incluir la constante de tiempo del agua T_w . Para una turbina de gas el modelo debe considerar el limitador de la temperatura de combustión. Para una turbina de vapor se ha de especificar la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. En este último caso debe proporcionarse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital, ...

Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio, ...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...)

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie, ...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.

Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de grupos de más de 50 MW, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

2. Datos de regulación secundaria.

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SÍ/NO)

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites, ...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

Datos adicionales en el caso de generadores de más de 50 MW de potencia total –acogida más no acogida– o conectados a la red observable.

1. Datos de la instalación y de los generadores.

Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAR) en el punto de conexión a la red.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAR) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAR) en el punto de conexión a la red.

2. Datos de regulación primaria.

Estatismo permanente:

Rango de ajuste.

Valor ajustado.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

Rango de ajuste.

Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

3. Datos para programación y regulación terciaria (en caso de participar en el mercado de producción de energía eléctrica).

Tiempo mínimo de arranque de programación.

Desde sincronización hasta mínimo técnico (min).

Desde sincronización hasta plena carga (min).

Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min).

Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

4. Datos para los planes de reposición del servicio.

Capacidad de arranque autónomo.

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

5. Datos de los transformadores de grupo.

Potencia nominal (MVA).

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Pérdidas debidas a la carga (kW).

Tensión de cortocircuito (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características de regulación (arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de red observable.

7. Datos de las protecciones.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (SÍ/NO). Indicar particularidades, en su caso.

Relés de mínima tensión: ajustes.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

Datos adicionales en el caso de generadores conectados a la red de transporte.

1. Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.

Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden), en caso de que existan procesos con control de onda en la instalación:

Armónicos de tensión.

Armónicos de intensidad.

Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

2. Datos de cada generador.

Tensión nominal (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Velocidad nominal.

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para ejes directo y transversal (Ω).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como para eje transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como para eje transversal (s).

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

3. Servicio complementario de control de tensión.

Se acoge al procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión (SÍ/NO).

En caso afirmativo:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

4. Datos del transformador principal.

Ver transformadores de transporte.

5. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de transporte.

6. Datos de las protecciones.

6.1 Protecciones de la Central.

Relé de sobretensión: ajustes.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

6.2 Protecciones asociadas a la interconexión.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

6.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Parques eólicos.

1. Características de cada parque.

Nombre del parque.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Empresa propietaria:

Nombre.

NIF.

Dirección.

En su caso, número de identificación en el RAIPEE.

Fecha de concesión del Régimen Especial.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Domicilio del parque: municipio, código postal y provincia.

Coordenadas UTM de la poligonal del parque.

Compañía Distribuidora.

Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva del parque.

Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
Régimen de operación previsto del parque:

Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.

Curva de potencia activa en función de la velocidad del viento, incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores dejan de aportar potencia.

Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (SÍ/NO).

Procedimiento de arranque / frenado.

Capacidad de arranque autónomo.

Capacidad de funcionamiento en isla.

Datos de cada modelo de aerogenerador:

Número de aerogeneradores del mismo modelo.

Fabricante y modelo.

Tecnología [máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia en estátor (full converter)], otras.

Breve descripción de la tecnología.

Potencia activa instalada de cada aerogenerador (kW).

Potencia aparente instalada de cada aerogenerador (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.

Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna del aerogenerador.

Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s).

Relación de multiplicación, en su caso.

Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico-eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).

Coefficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).

Velocidad nominal.

Rendimiento.

Se aportará un modelo de cada tipo de generador que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

Compensación de reactiva en bornas del aerogenerador excluida, en su caso, la compensación interna:

Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en MVar).

Posibilidad de regulación.

Compensación de reactiva en bornas de parque excluida, en su caso, la asociada a cada aerogenerador.

Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en MVar).

Posibilidad de regulación.

Baterías de condensadores (SÍ/NO).

Potencia total (MVar).

Número de escalones.

Tipo de control de los escalones.

Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (SÍ/NO).

Potencia total instalada (MVar).

2. Datos del transformador de conexión a la red.

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF

Dirección.

Potencia nominal (MVA).

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Pérdidas debidas a la carga (kW).

Tensión de cortocircuito (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características de regulación (arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

3. Datos de la línea o cable de conexión a la red.

Ver líneas y cables de red observable.

4. Datos de las protecciones.

4.1 Protecciones del parque.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas al parque (SÍ/NO). Indicar particularidades, en su caso.

Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.

Relé de sobretensión: ajustes.

Estabilidad del parque ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

4.2 Protecciones asociadas a los aerogeneradores.

Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

4.3 Protecciones asociadas a la interconexión.

Relé de mínima tensión: ajustes.

Datos adicionales en el caso de parques conectados a la red de transporte.

1. Características de cada parque.

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Intensidad de cortocircuito aportada por el parque a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.

Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden):

Armónicos de tensión.

Armónicos de intensidad.

Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de los generadores.

Esquema unifilar de protección y medida del parque y de la instalación de enlace.

2. Servicio complementario de control de tensión.

Se acoge al procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión (SÍ/NO).

En caso afirmativo:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que puedan modificarse las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

3. Datos del transformador de parque (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, ver punto 5).

Potencia nominal (MVA).

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Pérdidas debidas a la carga (kW).

Tensión de cortocircuito (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características de regulación (arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

4. Datos de la línea o cable de evacuación de cada parque (en su caso) (en caso de ser ésta la línea o cable de conexión a la red de transporte, ver punto 6).

Ver líneas y cables de red observable.

5. Datos del transformador de conexión a la red.

Ver transformadores de transporte.

6. Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de transporte.

7. Datos de las protecciones.

7.1 Protecciones del parque.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

7.2 Protecciones asociadas a la interconexión.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

7.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Sistema de transporte e instalaciones de consumo.

Subestaciones.

Nombre de la subestación.

Domicilio: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Parques.

Nombre de la subestación.

Tensión (kV).

Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).

Configuración.

Propietario de cada posición.

Propietario de cada barra.

Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.

Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.

Esquemas unifilares de protección y medida.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Líneas y cables.

Denominación de la línea.

Parques extremos de la línea.

Número de circuitos y longitud en km.

Propietario o conjunto de propietarios y participación, en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.

Resistencia de secuencia directa (Ω).

Reactancia de secuencia directa (Ω).

Susceptancia de secuencia directa (μS).

Resistencia de secuencia homopolar (Ω).

Reactancia de secuencia homopolar (Ω).

Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:

Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).

Elemento limitante.

Límite térmico permanente del conductor (MVA).

Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (OC).

Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).

Configuración de la línea.

Conductor: Denominación / material / sección total (mm^2).

Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm^2).

Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.

Número de conductores por fase.

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Transformadores.

El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores conectados entre red de transporte y red observable. Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo».

Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.

Número de orden.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de

acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.

Propietario o conjunto de propietarios y participación, en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas).

Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).

Tipo de refrigeración.

Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).

Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).

Grupo de conexión.

Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática y de su bloqueo ante colapso.

Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima. Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.

Pérdidas en el transformador:

Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW).

Pérdidas en vacío (kW).

Pérdidas en los equipos auxiliares (kW).

Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (%). Toma principal en transformadores de generación.

Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Elementos de control de potencia activa o reactiva.

Los ítems que forman la base de datos para los elementos más comunes de compensación de energía reactiva son los siguientes:

Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.

Tipo (Reactancia o Condensador o Estática; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).

Número de orden.

Tensión nominal (kV).

Potencia nominal (MVA).

Tensión de conexión (kV).

Situación (barras o terciario de transformador).

Propietario.

Pérdidas en el hierro (kW).

Pérdidas en el cobre (kW).

Pérdidas totales incluidas adicionales (kW)

Tipo de conexión.

Número de escalones.

Para cada escalón:

N.º de bloques.

Potencia nominal de cada bloque (MVA).

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

En el caso de compensación estática: las características del transformador de conexión a la red, tensión nominal del equipo compensador, característica V/I del sistema de compensación, y esquema de bloques del regulador de tensión con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

En el caso de elementos de control de potencia activa, se facilitarán los datos asociados en función de la configuración correspondiente.

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Instalaciones de consumo.

El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables. Los transformadores conectados entre red de transporte y red observable se tratan bajo el epígrafe «Transformadores».

Denominación de la instalación.

Número de orden.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.

Propietario.

Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).

Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).

Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVA) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.

Transformador de conexión a la red.

Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).

Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).

Grupo de conexión.

Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática y de su bloqueo ante colapso.

Pérdidas debidas a la carga (kW).

Tensión de cortocircuito (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características principales de composición de la carga (si procede):

Proporción asimilable a carga de potencia constante.

Proporción asimilable a carga de impedancia constante.

Proporción asimilable a carga de intensidad constante.

Características y ajuste del relé de frecuencia. Este punto es adicional a los recogidos bajo el epígrafe «Protecciones»:

Frecuencia: rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).

Temporización: rango de ajuste y valor de ajuste (s).

Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).

Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.

Control de tensión:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y justificación.

Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:

Tensión nominal (kV).

Tensión de media (kV).

Tensión de baja (kV).

Potencia del horno (MVA).

Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.

Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores AT-MT y MT-BT.

Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.

Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.

Información adicional para hornos de arco en corriente continua:

Tensión nominal (kV).

Tensión de media (kV).

Tensión de baja (kV).

Potencia de rectificación (MW).

Número de pulsos.

Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.

Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores AT-MT y MT-BT.

Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.

Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVA).

Información adicional para cargas desequilibradas:

Tensión nominal (kV).

Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.

Línea o cable de evacuación (en su caso):

Número de circuitos y longitud en km.

Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.

Resistencia de secuencia directa (Ω).

Reactancia de secuencia directa (Ω).

Susceptancia de secuencia directa (μS).

Resistencia de secuencia homopolar (Ω).

Reactancia de secuencia homopolar (Ω).

Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Protecciones.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.

Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.

Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.

Esquema unifilar de protección y medida.

Relés 86: desglose, indicando para cada uno si es o no telemandado

Acopladores de red o teleacopladores:

Tiempo que se mantiene la búsqueda de condiciones de cierre a partir de la orden dada (min).

Modo redes acopladas:

Diferencia de frecuencias máxima (Hz).

Diferencia angular máxima ($^\circ$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal.

Modo redes desacopladas:

Diferencia máxima de frecuencia para la que se permite el cierre (Hz).

Diferencia máxima de tensiones de línea para la que se permite el cierre (kV).

Relés de sincronismo:

Diferencia máxima de frecuencias (Hz).

Diferencia angular máxima ($^\circ$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal.

Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.

Límite de sobrecarga:

Independientemente de que el elemento esté dotado de un relé específico de disparo por sobreintensidad de fase, se deberá conocer la máxima capacidad de transporte de potencia activa en condiciones equilibradas antes del disparo, para la tensión nominal y 0,95 p.u., y factores de potencia 0,8, 0,9 y 1.

Notas:

1. Los valores que se dejen en blanco se supondrá que son mayores del doble del límite térmico estacional de invierno del elemento que protegen.

2. Si fuese necesario se distinguirá entre factor de potencia inductivo y capacitivo.

Relés de mínima tensión.

Existencia (SÍ/NO).

Activo (SÍ/NO).

Ajustes (kV, s).

Lógica de disparo.

Protecciones de sobretensión:

Existencia (SÍ/NO).

Ajustes (kV, s).

Dispositivos automáticos de reposición.

Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

Reenganche de líneas.

Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri).

Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico.
Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SÍ/NO).

Teledisparo de líneas y cables.
Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
Teledisparo ante apertura de interruptor (SÍ/NO).
Teledisparo de protecciones (SÍ/NO). Indicar qué protecciones lo activan, en su caso.

Red observable.

Subestaciones.

Nombre de la subestación.

Domicilio: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Parques.

Nombre de la subestación.

Tensión (kV).

Configuración.

Propietario de cada posición.

Propietario de cada barra.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Líneas y cables.

Denominación de línea.

Parques extremos de la línea.

Número de circuito y longitud en km.

Propietario o conjunto de propietarios y participación, en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Resistencia de secuencia directa (Ω).

Reactancia de secuencia directa (Ω).

Susceptancia de secuencia directa (μS).

Resistencia de secuencia homopolar (Ω).

Reactancia de secuencia homopolar (Ω).

Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Transformadores.

Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Sistema de Transporte».

APÉNDICE 2: INFORMACIÓN QUE SE ENVIARÁ AL OS EN TIEMPO REAL

Red de transporte y red observable.

Interruptores.

Señalizaciones.

Posición de los interruptores.

Seccionadores.

Señalizaciones.

Posición de los seccionadores.

Líneas.

Medidas.

Potencia activa.

Potencia reactiva.

Tensión de línea.

Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores.

Señalizaciones.

Posición de los interruptores.

Posición de los seccionadores.

Control automático de tensión (sólo transformadores).

Medidas.

Potencia activa primario de transformador.

Potencia reactiva primario de transformador.

Potencia activa secundario de transformador.

Potencia reactiva secundario de transformador.

Potencia activa terciario de transformador.

Potencia reactiva terciario de transformador.

Toma del regulador en carga (sólo transformadores).

Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).

Potencia reactiva en reactancias.

Acoplamiento de barras.

Señalizaciones.

Posición de los interruptores.

Posición de los seccionadores.

Medidas.

Potencia activa.

Potencia reactiva.

Barras.

Medidas.

Tensión por sección de barra.

Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas.

Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.

Señalizaciones.

Estado local/remoto de regulación del grupo.

Tipo de regulación, control/no control.

Grupos térmicos.

Señalizaciones

Posición de los interruptores de grupo.

Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina.

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.

Potencia activa en baja del transformador de máquina.

Potencia reactiva en baja del transformador de máquina.

Tensión de generación.

Grupos hidráulicos.

Medidas.

Potencia activa en alta del transformador de máquina.

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.

Grupos de bombeo puro.

Medidas.

Potencia activa en alta del transformador de máquina.

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.

Cotas de embalses.

Grupos eólicos.

Medidas.

Potencia activa en alta agrupada por parque eólico.

Potencia reactiva en alta agrupada por parque eólico.

Medida de tensión.

Estado de conexión del parque con la red de distribución o de transporte.

Señal de operatividad del equipo automático de control del parque.

Señal de disparo de parque por incumplimiento de consigna.

Temperatura.

Velocidad del viento (intensidad y dirección).

Régimen especial superior a 10 MW (o mayores de 1 MW que formen parte de un conjunto cuya conexión se

realice a un mismo nudo de la red de tensión igual o superior a 10 kV y sumen 10 MW).

Medidas.

Potencia activa producida por cada una de las unidades de generación y valor neto de la potencia activa intercambiada con la red.

Potencia reactiva producida/absorbida por cada una de las unidades de generación y valor neto de la potencia reactiva intercambiada con la red.

Medida de tensión.

Compensadores síncronos.

Señalizaciones.

Estado de conexión.

Medidas analógicas.

Potencia reactiva.

Tensión.

APÉNDICE 3: INFORMES DE INCIDENCIAS

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre una incidencia son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

a) Fecha y hora de la incidencia.

b) Instalaciones de transporte y/o elementos del sistema eléctrico directamente involucradas en la incidencia (y no únicamente afectadas por la incidencia), duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión).

c) Afectación directa a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: ubicación, tipo y número de clientes afectados, demanda (en MW) interrumpida, energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo, se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.

d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.

e) Descripción de la incidencia (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos, ...)

20429 *RESOLUCIÓN de 19 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema.*

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el 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 del procedimiento de operación del sistema, P.O. 3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se orga-

niza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueba el procedimiento para la operación del sistema eléctrico P.O. 3.8, «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema» que se inserta a continuación.

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

Madrid, 19 de octubre de 2006.—El Secretario General de Energía, Ignasi Nieto Magaldi.

P.O. 3.8

Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer los requerimientos específicos y la forma de participación de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema.

En concreto, este procedimiento hace referencia a la participación de estas instalaciones de producción en los siguientes procesos gestionados por el Operador del Sistema:

Solución de restricciones técnicas en los programas resultantes de los mercados diario e intradiario, y en la operación en tiempo real.

Servicios complementarios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.

Gestión de desvíos generación-consumo.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento se aplica al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los sujetos titulares (ST) o representantes de los mismos (RST), de todas las instalaciones de producción que estén en fase de pruebas de funcionamiento previas a su operación comercial con punto de conexión a la red de transporte, y de aquellas otras que estando conectadas a la red de distribución tengan una potencia neta registrada superior a 50 MW.

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 dichos sujetos titulares de unidades de programación.

3. *Definiciones.*—Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que se aprueba, mediante Resolución Ministerial, su inscripción provisional para pruebas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), disponiendo la instalación además, del Acta de Puesta en Servicio para pruebas emitida por el Órgano Administrativo competente, y la fecha de la Resolución Ministerial por la que se autoriza la inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial del grupo, incluidas, entre otras,