

P. O. SENP 9 Información a intercambiar con el operador del sistema

ÍNDICE

- 1. OBJETO**
- 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN**
- 3. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LOS PROCESOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA**
- 4. CARÁCTER Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN**
- 5. DATOS ESTRUCTURALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO**
- 6. INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y LIQUIDACIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES**
- 7. INFORMACIÓN SOBRE LAS MEDIDAS ELÉCTRICAS (SIMEL)**
- 8. INFORMACIÓN DE TELEMEDIDAS EN TIEMPO REAL (STR)**
- 9. INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL RELATIVA A LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**
- 10. INFORMACIÓN DE INCIDENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**
- 11. INFORMACIÓN DE LAS LIQUIDACIONES RESPONSABILIDAD DEL OPERADOR DEL SISTEMA**
- 12. INFORMACIÓN DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD (SCECI)**

ANEXO I. CONTENIDO DE LA BASE DE DATOS ESTRUCTURAL DEL OPERADOR DEL SISTEMA

ANEXO II. INFORMACIÓN SOBRE LOS PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

ANEXO III. OTRAS INFORMACIONES QUE LOS SUJETOS EN LOS TNP DEBEN ENVIAR AL OPERADOR DEL SISTEMA

ANEXO IV. INFORMACIÓN A ENVIAR AL OPERADOR DEL SISTEMA EN TIEMPO REAL

ANEXO V. INFORMACIÓN A ENVIAR POR EL OPERADOR DEL SISTEMA EN TIEMPO REAL AL GESTOR DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO VI. INFORME DE INCIDENTES

1. Objeto

Constituye el objeto de este procedimiento de operación:

- a) La definición de la información que debe intercambiar el operador del sistema (OS) con el resto de sujetos del sistema eléctrico en los territorios no peninsulares (TNP), para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones sin perjuicio de cualquier otro intercambio de información establecido reglamentariamente.
- b) El establecimiento de los procedimientos y plazos de intercambio de la información definida, aplicables tanto al OS como al resto de los sujetos del sistema eléctrico en los TNP.
- c) La definición de los criterios y mecanismos para el tratamiento de la información gestionada por el OS.
- d) El establecimiento de los requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS.
- e) La definición de los criterios de validación de la calidad de la telemida recibida en tiempo real, así como los criterios de incumplimiento en las obligaciones del envío de dicha información.

2. Ámbito de aplicación

El presente procedimiento de operación es de aplicación en los sistemas eléctricos de los TNP a los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de 27 de diciembre, o normativa que la sustituya, y que realicen su actividad en el ámbito territorial del OS, así como a otras entidades participantes en el proceso de la operación conforme a la regulación vigente.

3. Información necesaria para los procesos del operador del sistema

La información necesaria para los procesos que lleva a cabo el OS se clasifica, a los efectos del presente procedimiento, en los siguientes grupos de información:

- a) Datos estructurales del sistema eléctrico.
- b) Información para la programación de la operación y liquidación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares.
- c) Información sobre las medidas eléctricas (Sistema SIMEL).
- d) Información de telemidas en tiempo real (Sistema de Tiempo Real - STR).
- e) Información de carácter general relativa a la operación del sistema.
- f) Información de incidentes en el sistema eléctrico.
- g) Liquidación bajo responsabilidad del operador del sistema.

- h) Información del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Sistema SCECI).

Los sujetos del sistema deberán facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento y serán responsables de hacer llegar al OS, sin dilación, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. En el caso de los requerimientos de información correspondientes a los epígrafes b, c, d y h, los sujetos serán responsables de depositar en los propios 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.

El OS pondrá a disposición de los sujetos la información a la que tengan derecho de la indicada en este procedimiento a través de los medios definidos y en los plazos establecidos en este procedimiento de operación.

4. Carácter y tratamiento de la información

La información recibida por el OS y a la que resulte de aplicación el presente procedimiento de operación será gestionada por el OS con los siguientes criterios generales en cuanto al carácter y tratamiento de la información:

- a) Se considera información confidencial aquella de la que solo dispone el sujeto titular de la información generada, y que no puede ser difundida a otros sujetos ni a terceros sin previa autorización expresa por parte del sujeto titular de la información o, en su caso, transcurridos los plazos y en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación. El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida.

Al amparo de lo previsto en el Artículo 12(4) del Reglamento (UE) 2017/1485, las personas, sujetos, organismos y administraciones que reciban dicha información mantendrán la confidencialidad de la información recibida y únicamente podrán utilizarla a efectos del desempeño de sus funciones, conforme a la normativa aplicable.

- b) Se considera información de carácter público, aquella que puede ser difundida tanto a otros sujetos como a terceros, en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación. Se refiere tanto a los datos recibidos por el OS como a los resultados de los procesos de operación competencia del OS.

No obstante, lo anterior, podrán disponer de toda la información la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La información relativa a datos estructurales del sistema eléctrico tendrá carácter confidencial. No obstante lo anterior, la información relativa al comportamiento estático

de las instalaciones en servicio que constituyen la red de transporte podrá ser puesta a disposición de los sujetos no titulares de la información generada.

En el caso de que el OS necesite comunicar información confidencial (excluyendo la información relativa a los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones, que no podrá ser transmitida en ningún caso) a un tercero para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, será necesaria previamente la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS que establezca, entre otros aspectos, el uso exclusivo de la información para los fines acordados, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida.

Los gestores de la red de distribución podrán disponer de la información confidencial (excluyendo la información relativa a los códigos fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento dinámico de las instalaciones) relativa a las instalaciones en servicio conectadas en las redes de distribución bajo su gestión o conectadas a su red observable.

Todos los sujetos que reciban información confidencial mantendrán la confidencialidad de la misma, y únicamente podrán utilizarla a efectos del desempeño de sus funciones conforme a la normativa aplicable.

El OS, en caso de considerar necesaria la inclusión de la información indicada en cada apartado del presente procedimiento que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, podrá determinar una propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional. En su propuesta, el OS determinará la red observable para cada distribuidor basándose en la misma metodología desarrollada para la determinación de la red observable para el OS. El OS presentará esta propuesta a la CNMC, y la someterá a la aprobación de la Administración competente en materia de energía.

Se entiende como red observable por un distribuidor la constituida por aquellas otras instalaciones cuya topología y variables de control deben ser conocidas en tiempo real por este distribuidor para operar adecuadamente su red y efectuar los estudios de seguridad en todos los horizontes temporales con suficiente precisión. Los gestores de la red de distribución no podrán comunicar la información ni de los generadores, ni de los consumidores ni de los distribuidores conectados a la red observable por ellos mismos ni de la red de distribución que forme parte de la red observable por ellos mismos a un tercero sin la autorización del sujeto al que pertenece la información.

De acuerdo con estos criterios generales, aplicarán las condiciones particulares que para cada tipo o grupo de información se reflejan en el presente procedimiento.

Los sujetos podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

5. Datos estructurales del sistema eléctrico

5.1 Descripción de la información estructural del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y de la red observable, así como de los generadores, consumidores, instalaciones de almacenamiento de energía, instalación híbridas y elementos de control y protección, que el OS precisa para ejercer sus funciones.

Están igualmente contemplados los elementos en proyecto y construcción y los elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio.

5.2 Sujetos y responsabilidades

El OS será responsable de recopilar, mantener y actualizar el archivo de los datos estructurales de las instalaciones indicadas en el apartado anterior.

Los sujetos a los que resulte de aplicación el presente procedimiento de operación vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos pertenecientes a las instalaciones de su propiedad o bajo su gestión para mantener el archivo de los datos estructurales actualizado y fiable. El OS podrá solicitar justificación ante aquellos cambios de los datos estructurales que considere significativos.

5.3 Detalle de la información

La información responderá a la siguiente estructura:

- Instalaciones de Generación de Electricidad.
- Instalaciones de Demanda.
- Instalaciones de almacenamiento.
- Instalaciones Híbridas.
- Instalaciones en Corriente Continua.
- Red de Transporte.
- Red Observable.

Podrán existir instalaciones que se encuentren incluidas simultáneamente en más de una categoría de dicha estructura.

La relación de datos se recoge en el documento '*Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema*', incluido como Anexo I. No obstante, cuando dicha información dentro del ejercicio de las funciones del OS resulte insuficiente por ser requerida diferente o mayor información para poder efectuar análisis de seguridad y estudios de funcionamiento del sistema eléctrico menos habituales o más específicos, éste podrá requerir dicha información adicional a los sujetos justificando y poniendo en conocimiento tal circunstancia a la Administración competente en materia de energía y los sujetos vendrán obligados a suministrar tal información salvo valoración en sentido contrario por parte de la mencionada Administración.

5.4 Plazos

La información deberá ser comunicada al OS con una antelación mínima de dos meses a la fecha de primer acoplamiento o de baja, en los casos de alta o de modificación de diseño o de baja de algún elemento.

Cuando la actualización sea consecuencia de pruebas posteriores que hayan verificado algún valor distinto al anterior, o por haberse detectado algún valor erróneo u obsoleto, la comunicación al OS deberá producirse en el menor plazo posible.

Tras un suceso imprevisto, o con antelación a un suceso programado, en una instalación de demanda o distribución conectada a la red de transporte, y siempre que conlleve cambios en la potencia de cortocircuito prevista superiores al 10 % de la comunicada previamente al OS, se procederá conforme a los plazos indicados en el apartado 9.4.2.

El OS pondrá a disposición de cada responsable del suministro de información los datos actualizados de los que dispone, con objeto de que éste pueda comprobar y completar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias.

5.5 Sistemas de información

La información se archivará en la Base de Datos Estructural del Sistema Eléctrico (BDE).

El OS definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas para el intercambio de la información.

6. Información para la programación de la operación y liquidación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares

6.1 Descripción de la información

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, para la definición de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios a los distintos sujetos, serán gestionados por el Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares.

El sistema realizará los procesos de programación y despacho de generación, y el registro y archivo de datos y resultados necesarios para el proceso de liquidación.

El sistema deberá garantizar en la ejecución de los procesos e intercambio de información indicados en el párrafo anterior la confidencialidad en el tratamiento de la información de su responsabilidad, teniendo en cuenta la propiedad correspondiente a cada agente.

La información gestionada y almacenada por los Sistemas de Información del operador del sistema será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

6.2 Sujetos a los que aplica

Los intercambios de información realizados a través del Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares afectan a los sujetos del sistema que actúan en el despacho de generación, a los comercializadores y, en su caso, a otras entidades relacionadas con el proceso de programación de la operación, conforme a la regulación vigente.

6.3 Intercambios de información

El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

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

En el Anexo II se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación de la operación.

En el Anexo III se detalla la información a facilitar por los sujetos del sistema al OS necesaria para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

6.4 Sistema de gestión de datos estructurales para la programación de la operación en los Sistemas Eléctricos de los TNP

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener información relativa a los sujetos del sistema, Unidades de Programación (UP), y Físicas (UF), así como una serie de datos adicionales y

parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información responderá a lo indicado en el apartado correspondiente del Anexo I de Información estructural del presente procedimiento.

6.4.1 Visualización de la información estructural

El OS pondrá a disposición de los sujetos la información estructural correspondiente de su propiedad por medios que garanticen la accesibilidad y confidencialidad de la información. Los sujetos del sistema podrán acceder a la información estructural confidencial correspondiente a:

- Unidades de Programación (incluidas Unidades de Programación Genéricas) de su propiedad o a las que representen.
- Unidades físicas de su propiedad o a las que representen.
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión.

Asimismo, los sujetos tendrán acceso a la información estructural no confidencial correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y sujetos del sistema.

6.4.2 Solicitud de modificación de información estructural

La modificación de la información estructural será solicitada mediante el envío al OS del correspondiente formulario disponible en la página Web debidamente cumplimentado y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el agente del sistema, el OS comunicará al agente del sistema la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6.5 Requisitos técnicos

En la ejecución de los procesos e intercambios de información sobre los datos gestionados y almacenados por el OS, éste deberá garantizar:

- a) Confidencialidad, absoluta y a toda prueba, de la información propiedad de cada agente del sistema.
- b) Acuse de recibo de la información proporcionada por los sujetos del sistema, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes. Éstos dispondrán de una infraestructura de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas.

Con una periodicidad a establecer por el OS, los procesos realizados por los Sistemas de Información del OS se ejecutarán en la infraestructura de respaldo, siendo responsabilidad de los sujetos del sistema y, en su caso, de otras entidades

participantes en el proceso de programación de la operación, conforme a la regulación vigente, el disponer de los medios de comunicación con esta infraestructura de respaldo utilizando los modos de acceso definidos por el OS.

6.5.1 Medios de intercambio de información

La comunicación entre el OS y los sujetos, 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 este procedimiento, resulten adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión 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 OS publicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

6.5.2 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, si dichos detalles y procedimientos fuesen necesarios.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares será responsabilidad de los usuarios y correrá a cargo de los mismos, salvo acuerdo bilateral expreso en contra. En el caso que fuera necesario instalar equipos o infraestructuras en las instalaciones del OS, será el OS quién indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos e infraestructuras a instalar.

6.5.3 Servicios de acceso

El acceso al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares por parte de los sujetos, 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. Según el tipo de información, existirán por tanto dos servicios de acceso: privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los 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. Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

- a) Servicio de acceso público: Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado: Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor.

El sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
- b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior, se emitirán por defecto almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío. Los depositarios del certificado serán los responsables de la gestión de esta contraseña, pudiendo modificarla cuando lo crean conveniente.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que éste proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como autoridad certificadora. Los usuarios reconocen al OS como autoridad certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del agente solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

El requerimiento de uso de certificados digitales podrá ser sustituido por parte del OS por otras condiciones de conexión alternativas que garanticen el acceso privado a la información correspondiente.

6.5.4 Formato de intercambios de información

Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS. Utilizando estos documentos electrónicos los sujetos del sistema remitirán al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares la información

correspondiente, por los medios que se establezcan, y en los horarios especificados en los correspondientes procedimientos de operación.

Los documentos electrónicos intercambiados con los sujetos del sistema, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se podrán a disposición de los sujetos, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor.

7. Información sobre las medidas eléctricas (SIMEL)

7.1 Descripción de la información

El Concentrador Principal (o Sistema de Información de Medidas, SIMEL) es el sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas de cada SENP. El SIMEL está constituido por un sistema informático que recibe, trata, almacena y difunde los datos de los equipos de medida necesarios para el cálculo y la comprobación de las liquidaciones, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

La base de datos del SIMEL recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y contendrá al menos la siguiente información:

a) Información estructural de puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

Puntos de Medida.

Puntos frontera.

Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.

Contadores.

Registradores.

Transformadores de medida.

b) Información de medidas de energía de puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

- Medidas horarias en los puntos de medida.
- Medidas horarias calculadas en los puntos frontera.
- Medidas de generación neta cuando sea de aplicación.
- Medidas horarias calculadas en las Unidades Físicas.

c) Información estructural de puntos frontera de los que el distribuidor es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

d) Información de medidas para puntos frontera de los que el distribuidor es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus instrucciones técnicas complementarias y los procedimientos de medidas. Adicionalmente, a efectos de liquidación, el SIMEL recibirá de cada distribuidor, para los puntos frontera de los que es encargado de lectura,

agregaciones de puntos frontera y/o medidas individualizadas en cada punto frontera, según lo indicado en los Procedimientos de Operación de Medidas.

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

- Medidas horarias calculadas en las Unidades de Programación.
- Pérdidas horarias de la red de transporte.
- Acumulados entre actividades.
- Perfiles de consumo.

7.2 Sujetos a los que aplica

El OS gestiona el acceso a la información del SIMEL, de forma que se garantiza su confidencialidad. Podrán acceder a SIMEL los participantes en la medida, esto es, los titulares de las instalaciones a ambos lados de un punto frontera, así como el encargado de la lectura, los comercializadores, consumidores conectados a la red de transporte, consumidores interrumpibles, interlocutores únicos de nudo, centros de control y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en ese punto.

7.3 Intercambios de información

El SIMEL recibirá y gestionará la información intercambiada entre los puntos frontera de cada SENP de acuerdo con los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

El OS gestionará el acceso a la información de medidas residente en el SIMEL de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas.

- Información pública: El OS publicará diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en SIMEL de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas. Esta información estará disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.
- Información confidencial para los participantes del sistema de medidas: La información contenida en SIMEL será de carácter confidencial, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en SIMEL, a través de la Web de participantes <https://participantes.int.simel.ree.es/>, de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida y normativa que lo desarrolle, sus Instrucciones técnicas complementarias y los Procedimientos de Operación de Medidas:

- 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 el encargado de la lectura.
- Medidas horarias de los puntos de generación neta cuando sean de aplicación de los que el OS es el encargado 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 frontera y de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Inventario de los puntos de frontera de los que el distribuidor es encargado de la lectura (adicionalmente, a efectos de liquidación, agregaciones de puntos fronteras según lo indicado en los Procedimientos de Operación de Medidas).
- Medidas horarias para puntos fronteras de las que el distribuidor es el encargado de la lectura.

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de datos estructurales y de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo con el protocolo definido en el procedimiento de operación por el que se definen los sistemas de comunicación con los concentradores de medidas eléctricas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el SIMEL durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del 1 de enero 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.

7.4 Requisitos técnicos

En la ejecución de los procesos e intercambios de información sobre los datos gestionados y almacenados por SIMEL, el OS deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada participante del sistema de medidas.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, el SIMEL es un sistema redundante. Además, el SIMEL dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal.

7.4.1 Base de datos de SIMEL

El OS mantendrá en su base de datos toda la información necesaria para la correcta gestión del sistema de medidas que está bajo su responsabilidad.

La base de datos de SIMEL cumplirá los siguientes requisitos:

- a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
- b) Toda la información de las bases de datos estará validada.

c) Integridad referencial de los datos grabados.

d) Gestión histórica asociada a toda la información.

7.4.2 Medios de intercambio de información

La comunicación entre el OS y los participantes del sistema de medidas, 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 este apartado 7, 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 OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquéllos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

7.4.3 Comunicaciones

Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso al sistema, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIMEL será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. En el caso que fuera necesario instalar equipos o infraestructuras en las instalaciones del OS, será el OS quien indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos e infraestructuras a instalar.

7.4.4 Servicios de acceso al SIMEL

El acceso al SIMEL por parte de los participantes del sistema de medidas 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.

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

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes del sistema de medidas conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso. Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

a) Servicio de acceso público: Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado. Esta información está disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.

b) Servicio de acceso privado: Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor.

El sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
- b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIMEL, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los participantes del sistema de medidas podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que éste proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del participante del sistema de medidas solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

7.4.5 Formatos de intercambio de información

Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIMEL. El contenido y formato de los distintos ficheros de datos estructurales y de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en última versión del documento «Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas». La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en la página Web dispuesta para este fin por el OS.

Este documento y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

8. Información de telemidas en tiempo real (STR)

8.1 Descripción de la información

El OS deberá recibir en su Sistema de Tiempo Real, de forma automática, toda la información de las instalaciones que le sea precisa para operar el sistema eléctrico. Este epígrafe es de aplicación a los titulares o representantes de:

- a) Instalaciones de producción e instalaciones de generación asociada a autoconsumo, o agrupaciones de las anteriores, con potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente o habilitadas en el sistema de reducción automática de potencia en caso de que sea de aplicación.
- b) Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte o que participen en cualquier servicio de respuesta de demanda que hubiere establecido.
- c) Instalaciones de almacenamiento con potencia instalada superior al umbral previsto en la normativa vigente para las instalaciones de producción del sistema.
- d) Elementos de la red de transporte y elementos de la red observable del OS.
- e) Centros de control de generación y demanda y centros de control del Gestor de la Red de Distribución (GRD) que establezcan canales de intercambio de información en tiempo real con los sistemas informáticos de los centros de control del OS.

8.2 Sujetos y responsabilidades

Los sujetos a los que se refiere el apartado 8.1, puntos a), b) y c), deberán enviar la información en tiempo real a un centro de control de generación y demanda de su libre elección. Este centro de control deberá enviar dicha información en tiempo real recibida al OS ya sea directamente o a través del GRD a cuya red el sujeto se conecte.

Los sujetos anteriores deberán remitir de forma individualizada o, en su caso, agregada, toda la información en tiempo real especificada en el Anexo IV del presente procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS cualquier posible actualización de la información previamente comunicada, con el único retardo del protocolo de comunicación. Dichos sujetos serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información que deban intercambiar con este último, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los propietarios de las instalaciones o de los elementos de red conectados o pertenecientes a la red de transporte o a la red observable del OS, a los que sea de aplicación el presente procedimiento, suministrarán la información en tiempo real necesaria de los elementos de su propiedad con la calidad requerida.

Para realizar el intercambio de información en tiempo real, los centros de control de generación y demanda podrán ser propios o de terceros. Cada instalación deberá estar asociada a un único centro de control.

Tanto los centros de control del OS como los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS serán responsables de garantizar la protección contra ciberataques desde sus centros de control.

El OS transmitirá a los sujetos la información de la que puedan disponer conforme a lo indicado en este procedimiento. El contenido de dicha información, así como los medios y plazos, serán los establecidos en el presente procedimiento.

8.3 Carácter de la información

La información en tiempo real enviada por los sujetos a los que se refiere el apartado 3, será tratada conforme a los siguientes criterios generales:

- a) Se considera información confidencial aquélla de la que solo dispone el sujeto titular de la información generada, y que no puede ser difundida a otros sujetos ni a terceros sin previa autorización expresa por parte del sujeto titular de la información o, en su caso, transcurridos los plazos y en la forma y condiciones previstos en la normativa aplicable.

Al amparo de lo previsto en el Artículo 12(4) del Reglamento (UE) 2017/1485, las personas, sujetos, organismos y administraciones que reciban dicha información mantendrán la confidencialidad de la información recibida y únicamente podrán utilizarla a efectos del desempeño de sus funciones, conforme a la normativa aplicable.

- b) Se considera información de carácter público aquélla que puede ser difundida tanto a otros sujetos como a terceros, en la forma y condiciones previstos en el presente procedimiento de operación.

No obstante, podrán disponer de toda la información la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En caso de que el OS o un GRD necesite comunicar información confidencial a un tercero para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, será necesaria previamente la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS o el GRD que establezca, entre otros aspectos, el uso exclusivo de la información para los fines acordados, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida.

De acuerdo con estos criterios generales, aplicarán las condiciones particulares que para cada tipo o grupo de información se reflejan en el presente procedimiento.

Los sujetos podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

8.4 Mecanismos de intercambio de información en tiempo real con el OS.

La información en tiempo real relativa a los sujetos a los que se refiere el apartado 8.1, puntos a), b) y c), deberá ser facilitada al OS a través de un centro de control de generación y demanda de su libre elección, que la pondrá a disposición del OS a través de una de las siguientes vías:

a) Mediante el envío de información en tiempo real directamente al OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos del centro de control de generación y demanda y los de los centros de control del OS.

b) Mediante el envío de información en tiempo real al centro de control del gestor de la red de distribución a cuya red se conecte la instalación, en el caso de que el centro de control de generación y demanda haya optado por transmitir la información a través del GRD. Dicho centro de control del gestor de la red de distribución deberá enviar la información en tiempo real de la instalación al centro de control del OS, a través de los canales de comunicación establecidos entre los sistemas informáticos de ambos.

El envío de información de instrucciones y consignas del OS (incluidas aquellas asociadas al cumplimiento del P.O.12.2 o normativa posterior que lo sustituya) a las instalaciones bajo su supervisión, se realizará utilizando los mismos canales de comunicación que se hayan establecido para el envío de información en tiempo real de la instalación al OS.

En el caso de instalaciones sin obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda que se encuentren en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación, las telemidas en tiempo real deberán ser transmitidas a través de un centro de control de generación y demanda habilitado para el intercambio de información en tiempo real, al OS y/o al GRD a cuya red el sujeto se conecte.

8.5 Intercambios de información en tiempo real

8.5.1. Información en tiempo real facilitada al OS

La información en tiempo real que los sujetos con obligación de envío de información deben facilitar al OS se especifica en el Anexo IV del presente procedimiento, sin perjuicio de lo dispuesto en cualquier otra normativa de aplicación.

La información en tiempo real se deberá remitir en barras de central (BC) de la instalación, a menos que se especifique otro punto de envío distinto o adicional en el Anexo IV de este procedimiento para determinada información.

Se define barras de central a efectos de remisión de la telemida como el punto eléctrico de la instalación más cercano al punto de conexión con la red de transporte o de distribución que no sea compartido con otra instalación. Con carácter general estará situado en lado de alta del transformador de la instalación, excepto en casos de transformadores compartidos entre varias instalaciones que estará situado en el lado de baja para permitir el envío de telemidas independientes de cada instalación. El OS o el GRD a cuya red se conecte la instalación valorará aquellos casos en los que por cuestiones técnicas o administrativas no sea posible remitir las telemidas conforme a lo indicado anteriormente.

Alternativamente, se valorará la posibilidad de remitir la información en tiempo real en el punto de medida de la instalación conforme al Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida, siempre que ello sea compatible con la prestación de los servicios de ajuste del sistema.

En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de transporte, se deberá recibir la información en tiempo real para cada frontera conforme a lo establecido en el Anexo IV de este procedimiento de operación. En el caso de instalaciones con más de una frontera con la red de distribución, solo será necesario remitir información en tiempo real para cada frontera si fuera necesario para la prestación de servicios de ajuste del sistema.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 8.1.a y las instalaciones de bombeo incluidas en el apartado 8.1.c de este procedimiento de operación:

- a) Cada instalación de potencia instalada superior al umbral establecido deberá enviar la información en tiempo real de manera individual.
- b) Cada instalación de potencia instalada inferior o igual al umbral establecido y que forme parte de una agrupación de potencia instalada superior al umbral establecido:
 - Si participa en servicios de ajuste, deberá remitir la información en tiempo real de manera conjunta con el resto de instalaciones de dicha agrupación cuya potencia instalada sea inferior o igual al umbral establecido y que cuenten con la misma unidad física.
 - Si no participa en servicios de ajuste deberá remitir la información en tiempo real de manera conjunta con el resto de instalaciones de dicha agrupación cuya potencia instalada sea inferior o igual al umbral establecido, y que no participen en servicios de ajuste.
- c) Cada instalación de potencia instalada inferior o igual al umbral establecido que no forme parte de una agrupación de potencia instalada superior al umbral establecido y que participe en servicios de ajuste, deberá remitir la información en tiempo real de manera conjunta con el resto de instalaciones que cuente con la misma unidad física.

En caso de instalaciones a las que se refiere el 8.1.b de este procedimiento de operación:

- a) Cada instalación conectada a la red de transporte deberá enviar la información en tiempo real de manera individual.
- b) Cada instalación de potencia contratada superior al umbral previsto en la normativa vigente, conectada a la red de distribución y que participe en servicios de ajuste o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda deberá enviar la información en tiempo real de manera individual.
- c) Cada instalación de potencia contratada inferior o igual al umbral previsto en la normativa vigente y que participe en servicios de ajuste o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda, deberá enviar la información en tiempo real de manera conjunta con todas las instalaciones que cuenten con la misma unidad física.

En caso de instalaciones a las que se refiere el apartado 8.1.c de este procedimiento de operación que no sean instalaciones de bombeo deberán enviar la información en tiempo real con las mismas consideraciones que las instalaciones a las que se refiere el apartado 8.1.b.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación o seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS éste podrá solicitar la información por separado para cada una de las instalaciones.

En caso de instalaciones en autoconsumo (independientemente de la modalidad) se deberá enviar la información en tiempo real de la instalación de demanda y de la instalación de generación de manera separada para cada instalación.

En caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, se deberá enviar la información en tiempo real para la instalación híbrida en su conjunto en BC de la instalación y para cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado en BC de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento.

En el anexo IV, se entiende por posición el conjunto de los elementos y protecciones 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.

En cuanto a la forma de captación de las señales 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.ej. indicación de tomas de transformadores).

8.5.2. Información en tiempo real facilitada por el OS

De acuerdo con el contenido previsto en el anexo V, cada GRD recibirá a través del OS, cuando no se le haya remitido directamente a él, la información de telemedidas en tiempo real disponible correspondientes a:

- Sujetos a los que se refiere el apartado 8.1, puntos a), b) y c), conectadas a la red de distribución bajo su gestión o a su red observable.
- La señalización de los elementos de la red de transporte pertenecientes a su red observable y de los elementos de la red de distribución, con obligación de envío

de información en tiempo real al OS, pertenecientes a la red observable del gestor de la red de distribución.

A solicitud de los GRD, el OS facilitará la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones conectadas a la red bajo su gestión o a la red observable por cada GRD.

Los propietarios de las instalaciones conectadas a la red de transporte podrán solicitar al OS la información en tiempo real relativa a los elementos de red en servicio en su punto de conexión.

8.6 Plazos de provisión de la información y publicación

La información se enviará en tiempo real tan pronto como sea captada por los elementos de medición.

Las medidas analógicas a intercambiar en tiempo real necesarias para las funciones de regulación secundaria de potencia-frecuencia y para el control de tensión (medidas de potencia activa, potencia reactiva y tensión), en aquellos casos en que sea de aplicación, se pondrán en el servidor de comunicaciones, a disposición del OS, con una periodicidad de al menos 4 segundos y con un retraso máximo de publicación también de 4 segundos.

El resto de la información en tiempo real se pondrá en el servidor de comunicaciones con una periodicidad de 12 segundos y un retraso máximo de 4 segundos.

En todos los casos, el OS solicitará, vía el lado cliente del protocolo, las medidas con una periodicidad de al menos 4 segundos. En cuanto a las medidas de frecuencia, el OS deberá recibir al menos una medida con precisión de mHz por cada sistema aislado de los SENP con una periodicidad de 1 segundo.

Los estados digitales se publicarán en el servidor de comunicaciones por cambio con un retraso máximo de 1 segundo y se solicitarán por el lado cliente del OS también por cambio.

8.7 Sistemas de información

El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real para la identificación y gestión de las telemidas en tiempo real recibidas.

En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información estructural necesaria para la correcta identificación de las telemidas de las instalaciones, así como el unifilar de la instalación con la codificación de la empresa¹. El OS deberá recibir la solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real por parte de los centros de control con los que el OS intercambie esta información al menos 15 días

¹ Entendiendo como tal los códigos propios de cada empresa para nombrar a los interruptores y seccionadores de su propiedad.

antes de la fecha en la cual el alta o modificación debe quedar implementada en la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real.

8.8 Requisitos técnicos de los centros de control habilitados para el intercambio de información en tiempo real con el OS.

La información en tiempo real relativa a las instalaciones y elementos de red a los que les sea de aplicación el presente procedimiento, deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces establecidos entre los sistemas informáticos del OS y los del centro de control de generación y demanda o entre los sistemas informáticos de los centros de control del OS y los de los centros de control del gestor de la red de distribución.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS establecerá con cada uno de los sistemas informáticos de los Centros de Control del OS (Principal y Respaldo) comunicaciones redundantes e independientes entre sí que deberán dedicarse exclusivamente al intercambio de esta información. Las líneas de telecomunicaciones redundantes se entregarán al OS en los puntos de entrega designados por este último, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet.

El protocolo estándar de comunicaciones a emplear por el centro de control para el intercambio de información en tiempo real con los centros de control del OS será el establecido por este último. El OS facilitará en todo momento las direcciones físicas donde se encuentren los puntos de entrega de las líneas de comunicación asociadas a los sistemas informáticos de los centros de control del OS. Asimismo, el OS indicará las normas y procedimientos aplicables a los equipos, medios y conexiones físicas a instalar en los puntos de entrega, indicando a su vez el punto frontera que delimita la responsabilidad del OS y la del centro de control.

El OS pondrá a disposición de los centros de control información técnica adicional desarrollando los párrafos anteriores. Dicha información adicional con los detalles técnicos podrá ser distinta para los sistemas de Canarias y los sistemas de Baleares.

Un centro de control no podrá compartir con otro centro de control su sistema de control, ni las comunicaciones con el OS, ni el personal que constituya el turno cerrado de operación. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS. Cada centro de control tendrá una única localización física y la capacidad de interlocución con el OS para todas las instalaciones adscritas a él, pudiendo contar con otras ubicaciones de respaldo.

El centro de control deberá superar las pruebas establecidas por el operador del sistema incluyendo pruebas de control de producción con bajada real de producción en al menos una instalación. La no superación de estas pruebas conllevará la denegación de la constitución de un centro de control.

El operador del sistema podrá verificar en cualquier momento la capacidad de los centros de control y los requisitos recogidos en la normativa. Si de dicha verificación se derivara la anulación de esta condición a un centro de control ya constituido, el operador del sistema informará a la CNMC quien resolverá el conflicto técnico planteado.

8.9 Criterios de incumplimiento

8.9.1 Criterios de validación de calidad de telemedidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real

La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemedidas en tiempo real establecidos.

Se debe realizar la validación de la calidad de la telemedida de todas las instalaciones a los que se refiere el apartado 8.1.a, 8.1.b y 8.1.c del presente procedimiento de operación con las clarificaciones incluidas en el apartado 8.5.1.

En caso de recibir varias telemedidas de potencia activa o de potencia reactiva de una misma instalación la validación se realiza utilizando la telemedida recibida en barras de central, o punto eléctrico alternativo conforme al apartado 8.5.1, descontado los consumos propios de las unidades de generación. En caso de instalaciones con obligación de envío de dos o más telemedidas por tener varias fronteras con la red de transporte o de distribución, la validación se realizará con las telemedidas de cada frontera, exceptuando las telemedidas de las fronteras de consumo de servicios auxiliares.

Se define para cada telemedida:

- Telemedida horaria integrada de potencia activa para la hora h (THIPh): Es la integral horaria de las telemedidas de potencia Activa Saliente o Activa Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía producida o consumida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemedidas en tiempo real.

En caso de instalaciones de generación se calcula con las telemedidas de potencia Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se calcula con las telemedidas de potencia Activa Entrante.

- En caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la integral horaria de potencia Activa Saliente y la integral horaria de potencia Activa Entrante. Telemedida horaria integrada de potencia reactiva para la hora h (THIQh): Es la integral horaria de las telemedidas de potencia Reactiva Saliente y de Reactiva Entrante recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h , y representa, por tanto, la energía reactiva generada y absorbida, respectivamente, por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemedidas en tiempo real.

En todos los casos, se calcula por separado la integral horaria de potencia Reactiva Saliente y la integral horaria de potencia Reactiva Entrante.

THIPh y THIQh, que tendrán una precisión de 3 decimales, solo se consideran válidas si al menos el 75% de los registros son válidos en esa hora, para cada telemedida. Las horas que no cumplan la condición anterior para ambas telemedidas se consideran horas inválidas. En las horas válidas, se realiza el cálculo de la telemedida horaria integrada utilizando solo los registros válidos, sin considerar los registros inválidos o no renovados.

- Energía horaria registrada de potencia activa para la hora h (EHRPh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía exportada» Activa Saliente o la «energía consumida» Activa Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En caso de instalaciones de generación se considera la Activa Saliente.

En caso de instalaciones de demanda se considera la Activa Entrante.

En caso de instalaciones de almacenamiento se considera por separado la energía horaria registrada de Activa Saliente y la energía horaria registrada de Activa Entrante.

- Energía horaria registrada de potencia reactiva para la hora h (EHRQh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la «energía generada» Reactiva Saliente o la «energía absorbida» Reactiva Entrante en el punto frontera de la instalación según el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En todos los casos, se considera por separado la energía horaria registrada de Reactiva Saliente y la energía horaria registrada de Reactiva Entrante.

- Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes M .
- Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone de medida de energía horaria liquidable registrada.

De forma general la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza mensualmente determinando en cada hora h del mes M :

- La desviación de la telemedida horaria integrada de potencia activa con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia activa. Aquellas horas en las que la desviación sea mayor del 10% se consideran como horas desviadas en potencia activa.
- En el caso de instalaciones de almacenamiento se calcula por separado la desviación de potencia activa entrante y potencia activa saliente. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10% se consideran como horas desviadas en potencia activa.
- La desviación de la telemedida horaria integrada de potencia reactiva saliente con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva saliente. La desviación de la telemedida horaria integrada de potencia reactiva entrante con respecto a la energía horaria liquidable registrada de potencia reactiva entrante. Aquellas horas en las que el promedio de las dos desviaciones anteriores sea mayor del 10% se consideran como horas desviadas en potencia reactiva.

En las horas que no haya disponibilidad de medida de energía horaria liquidable registrada de potencia activa o de potencia reactiva no se calcula la desviación con respecto a THIPh y THIQh, respectivamente. En caso de instalaciones que remitan la telemedida de manera conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 8.5.1, todas las instalaciones deberán disponer de medida horaria liquidable

en esa hora para poder calcular la desviación con respecto a la telemedida horaria integrada.

En caso de que una instalación no disponga de medida individualizada de energía horaria liquidable registrada horaria en el Sistema de Medidas Eléctricas se realizará una validación acumulada mensual conforme a los criterios establecidos en la versión del P.O. 9 SENP aprobada mediante Resolución de 20 de diciembre de 2019 hasta que se disponga de dicha medida horaria individualizada.

La calidad de las telemedidas del mes M es válida solo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- a) El total de las horas consideradas como inválidas, las horas consideradas como desviadas en potencia activa y/o en potencia reactiva deberá ser como máximo el 25% de las horas totales del mes.

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemedida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 8.5.1, la validación de la calidad se realizará de forma conjunta para todas las instalaciones.

- b) Las horas registradas (I) deberán ser al menos el 10% de las horas del mes (H).

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

En el caso de instalaciones que cuenten con equipo de medida horaria independiente pero que envíen la información de telemedida de forma conjunta con otras instalaciones conforme a lo indicado en el apartado 8.5.1, la condición b) anterior la deberán cumplir todas las instalaciones.

El incumplimiento en la validación de la calidad de las telemedidas en las condiciones indicadas anteriormente en el mes M conlleva la penalización establecida en la normativa correspondiente para las instalaciones asociadas a cada telemedida si se produce durante tres meses consecutivos.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

En el caso particular de las instalaciones en régimen de autoconsumo con obligación de enviar telemedidas al operador del sistema de forma separada para la instalación de generación y la instalación de demanda, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará, en aquellos casos en los que no existan equipos de medida horaria diferenciados para la generación y para la demanda, determinando la desviación horaria entre la energía horaria liquidable y el resultado de la diferencia de las telemedidas horaria integrada de la generación y de la demanda. Las condiciones para considerar válida la calidad de la telemedida serán las mismas que para el resto de instalaciones, debiendo cumplir la validación del porcentaje de telemedidas horarias integradas válidas en cada hora tanto para la generación como para la demanda.

En el caso de instalaciones híbridas o formadas por varios módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realiza para la telemetida recibida de la instalación en su conjunto, salvo que existan equipos de medida horaria diferenciados en los que se valida la telemetida de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento por separado. En ese caso, deben cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas para que la instalación híbrida tenga una calidad de telemetida válida en el mes M.

En el caso de instalaciones con obligación de validación de dos o más telemedidas se deben validar todas las telemedidas realizando los correspondientes cálculos que puedan ser necesarios en función de la ubicación de los equipos de medida horaria. En todo caso, si se realiza una validación para cada telemetida por separado deber cumplir los criterios de calidad todas las telemedidas para que la instalación tenga una calidad de telemetida válida en el mes M.

8.9.2 Criterios de incumplimiento en las obligaciones de envío de información de telemedidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real

Por otra parte, el OS deberá validar mensualmente la obligación de envío de telemetida de todas las instalaciones en el ámbito de aplicación de este procedimiento de operación según se indica a continuación:

- Para instalaciones nuevas se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de alta del CIL en el Sistema de Medidas Eléctricas.
- Para instalaciones existentes que comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada total que sea superior al umbral previsto en la normativa vigente, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.
- Para instalaciones existentes con obligación de envío de telemetida que dejan de enviar telemetida se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde el día siguiente a la fecha de baja de la instalación del centro de control de generación y demanda.

El incumplimiento de la obligación de envío de telemetida en las condiciones indicadas anteriormente en el mes M conlleva la penalización que se establezca en la normativa correspondiente si se produce durante tres meses consecutivos.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

8.9.3 Publicación incumplimientos de las obligaciones de envío de información de telemedidas de potencia activa y de potencia reactiva recibidas en tiempo real

Para cada cierre de medidas M+1 contemplado en el Procedimiento de Operación 10.5, el OS publicará la telemetida horaria integrada de potencia activa y de potencia reactiva y los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemedidas de potencia activa y de potencia reactiva conforme al apartado 8.9.1, así como en la

validación de adscripción a centro de control (según la obligación establecida en el Real Decreto 413/2014 y conforme al resto de procedimientos de operación) y en la validación de la obligación de envío de telemida conforme al apartado 8.9.2, a los representantes y a los centros de control de generación y demanda a través de SIMEL. Asimismo, informará mensualmente a la CNMC para los efectos oportunos de los incumplimientos que se detecten en cada validación mensual.

Adicionalmente el OS podrá realizar las comprobaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas se corresponden con el perfil de las producciones o consumos realmente realizados. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

8.9.4 Criterios de validación de calidad de señal de producible

Este apartado es de aplicación a instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014.

Con objeto de dar cobertura de forma adecuada a los procesos de gestión de las modificaciones a la producción máxima, se hace necesario validar la calidad de la señal de producible remitida de estas instalaciones.

La determinación de la validez de la señal de producible se realizará a través de su comparación, de forma continuada en el tiempo, con la señal de potencia activa de generación de la instalación, en aquellos periodos en los que dicha instalación no esté sujeta a modificaciones a la producción por parte del OS, así como en aquellos periodos en que, existiendo limitaciones a la producción activas, el valor de la señal de producible sea inferior al valor de limitación establecido en cada momento. Este proceso de validación tendrá en cuenta en todo momento las particularidades asociadas a la activación de capacidades técnicas de las instalaciones, que pudieran implicar diferencias significativas justificadas entre la señal de producible y la producción real.

Se expone a continuación la metodología de validación de la señal de producible, en la que se hace uso de los siguientes conceptos:

- **Señal en mala calidad:** una señal de telemetría cuyo código de calidad asociado indica que el dato no es válido o no está actualizado.
- **Señal de producible en error:** Una señal de producible que, sometida al cálculo del error con respecto a la señal de producción a lo largo de un período determinado, da como resultado un valor de error superior a un valor máximo, establecido en el 10%. Este valor podrá ser revisado por el OS y actualizado previo informe a la autoridad competente.
- **Señal de producible inválida:** Una señal de producible que incumple los criterios de validación establecidos para la misma y que, por tanto, es considerada inválida a efectos de su utilización práctica en los procesos de operación.

Cálculo del error de la señal de producible

Error diario de la señal de producible:

Para determinar si la señal de producible de una instalación está en error en un día D se calcula el error cuadrático medio de la misma con respecto a la señal de producción, para dicho día D, según la siguiente fórmula:

$$RMSE_{Ud} = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{h=t} (PP_{Uh} - PG_{Uh})^2}{t}}$$

Donde:

- PP_{Uh} es el promedio de la señal de producible registrada en intervalos de 15 minutos para la unidad U en el intervalo h.
- PG_{Uh} es el promedio de la señal de potencia activa en intervalos de 15 minutos registrada para la unidad U en el intervalo h.
- $RMSE_{Ud}$ es el error cuadrático medio calculado para la unidad U el día D.

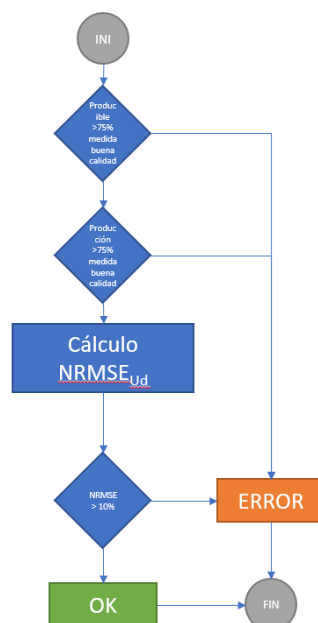
Una vez determinado el $RMSE_{Ud}$, éste se normalizará a la potencia instalada de cada instalación según la fórmula:

$$NRMSE_{Udn} = \frac{RMSE_{Ud}}{P_{inst}}$$

- Siendo P_{inst} la potencia instalada de la planta.

Una vez determinado el valor del $NRMSE_{Udn}$, el OS establecerá que la señal de producible para dicho día D está en error si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- El porcentaje de telemidas de potencia activa que se recibe en mala calidad para dicho día supera el 25%.
- El porcentaje de telemidas de potencia producible que se recibe en mala calidad para dicho día supera el 25%.
- El valor del $NRMSE_{Udn}$, calculado excluyendo los periodos en que ha habido limitación, supera el máximo establecido.



Error de la señal de producible a 14 días:

Adicionalmente al cálculo del NRMSE diario ($NRMSE_{Udn}$) se realizará un cálculo del error para el período que comprende los últimos 14 días de forma agregada, obteniéndose el error a 14 días ($NRMSE_{Uqn}$). El cálculo de este error a 14 días sigue la misma metodología que el cálculo del error diario descrito y está por tanto sujeto a las mismas comprobaciones, dando como resultado si la señal de producible a 14 días está o no en error.

8.9.5 Criterio de incumplimiento de la validación de la señal de producible

Con periodicidad diaria, y una vez determinado si la señal de producible para el día anterior está o no en error, se procederá a comprobar si la señal de producible de una instalación es inválida, a efectos de su utilización. Se considerará la señal de producible inválida si se cumple alguno de los siguientes supuestos:

- En el período que comprende los últimos 14 días se han dado dos o más días con la señal de producible en error.
- El cálculo del error de la señal de producible a 14 días ha resultado en error.

8.9.6 Notificación de incumplimientos de la validación de la señal de producible

El OS notificará al centro de control responsable de la instalación el incumplimiento de los criterios de validación de la señal de producible, cuando este se produzca. El centro de control responsable deberá tomar las acciones oportunas para solventar el problema y notificar al OS cuándo a su criterio éste ha quedado resuelto. Desde el momento en que el OS comunica el no cumplimiento de los criterios de validación, hasta que el centro de control responsable comunica el haber solventado el problema, la señal de producible de la instalación se considerará inválida a todos los efectos, teniéndose en cuenta como tal en los procesos de gestión de las modificaciones a la producción máxima de las instalaciones.

La señal de producible se considerará de nuevo válida a partir del día siguiente a la comunicación por parte del centro de control de la solución del problema, reiniciando en dicho instante el proceso de cálculo del error de la señal de producible a 14 días. Hasta

que no trascurren los primeros 14 días a partir de dicha fecha, el cálculo del error de la señal de producible a 14 días no tendrá efecto en la determinación de la validez de la señal de producible.

8.9.7 Mecanismo de garantía de calidad de la señal de producible en situaciones de limitación

De cara a garantizar la calidad de la señal de producible en todo momento, y en especial en aquellas situaciones en que las instalaciones estén sometidas a limitaciones de forma continuada durante largos periodos de tiempo, el OS podrá incorporar al cálculo del error del producible un mecanismo de validación adicional.

Dicho mecanismo de validación consistirá en extender el cálculo del error a aquellos periodos en los que, existiendo una limitación activa, la señal de producible esté por encima del valor de limitación establecido. En esta situación, el cálculo del error se realizará sustituyendo la señal de potencia activa por una estimación del producible elaborada por el OS a partir de la mejor información disponible en cada momento.

Tras la liberación de una orden de limitación emitida por el OS, la potencia activa de la instalación deberá alcanzar un valor de producción razonablemente próximo al informado por la señal de producible en los instantes previos a dicha liberación, considerando como referencia el error máximo admitido en periodos de no limitación. En caso de observarse el incumplimiento de esta condición de forma reiterada, la señal de producible de la instalación será considerada inválida a todos los efectos. Esta situación se pondrá en conocimiento del centro de control responsable, que deberá tomar las acciones oportunas para solventar el problema y notificar al OS cuándo a su criterio éste ha quedado resuelto.

8.10 Plazos de adaptación

La propuesta del OS es que este apartado se traslade a la Resolución por la que se apruebe el P.O. 9 SENP pero no forme parte de la estructura del propio procedimiento. En todo caso se mantiene en este documento para que toda la propuesta esté contenida en el mismo documento.
--

Los centros de control que ya tuvieran establecidos enlaces de comunicación con los sistemas informáticos del OS, las instalaciones de generación y las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte que ya intercambiaran información en tiempo real con el OS y las instalaciones de generación que remitían información a través de los centros de control de distribución, anteriormente a la entrada en vigor del presente procedimiento de operación, deberán adaptarse a los nuevos requisitos técnicos y a las especificaciones técnicas que desarrollan dichos requisitos, disponiendo de un periodo de adaptación no superior a 3 años. En el caso de que algún centro de control necesite un plazo superior a 3 años para llevar a cabo esta adaptación, deberá solicitar formalmente al OS y por escrito una prórroga, justificando las causas de necesidad de la misma.

El OS dispondrá de un plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación para adaptar sus sistemas a las nuevas obligaciones en materia de validación de telemidas aplicables a la demanda y a la generación convencional.

Se establece un plazo de doce meses desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación, para que los sujetos a los que les sea de aplicación se

adapten a lo establecido en dicho procedimiento en lo relativo a la remisión de la telemidada de tensión, potencia activa y potencia reactiva en barras de central.

Se establece un plazo de doce meses desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación para que los sujetos a los que les sea de aplicación se adapten a las consideraciones establecidas en el apartado 8.5.1, relativas a la remisión de telemidas de manera conjunta con otras instalaciones o a cualquier otra adaptación necesaria establecida en el presente procedimiento de operación.

El operador del sistema dispondrá de un plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación para adaptar sus sistemas a lo establecido en el presente procedimiento de operación en lo relativo a los criterios de validación de las telemidas de potencia activa así como a los criterios de incumplimiento en la remisión de la telemidada.

El OS dispondrá de un plazo de doce meses desde la entrada en vigor del presente procedimiento de operación para adaptar sus sistemas a lo establecido en lo relativo a la validación de la telemidada de potencia reactiva. Hasta entonces, los criterios de validación no considerarán lo relativo a la validación de la potencia reactiva.

El OS dispondrá de un plazo de 12 meses desde la entrada en vigor de la revisión de este procedimiento de operación para adaptar sus sistemas a lo establecido en este procedimiento en lo relativo a la validación de la señal de producible.

Las penalizaciones asociadas a los incumplimientos definidos en el apartado 8.9.3 del presente procedimiento de operación no resultarán de aplicación hasta pasados 6 meses desde la fecha de aplicación de los nuevos criterios de validación de potencia activa establecidos en el presente procedimiento de operación.

9. Información de carácter general relativa a la operación del sistema

9.1 Descripción de la información

Se trata aquí la información de carácter general relativa a la operación que por una parte genera y por otra requiere el OS.

9.2 Sujetos a los que aplica

Los responsables de aportar la información tratada en este apartado son:

- El OS
- El transportista
- Gestores de la red de distribución
- Los propietarios de instalaciones de producción y generación asociada a autoconsumo
- Los propietarios de instalaciones de almacenamiento
- Los propietarios cualquier otro tipo de instalación con influencia significativa en la operación del sistema eléctrico

9.3 Información generada por el OS

La información que el OS publicará a través de la web corporativa de Red Eléctrica y que incluye el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación, será la siguiente, desglosada para cada uno de los sistemas eléctricos de los TNP:

Información diaria:

Curva de carga del Sistema Eléctrico.

Información mensual:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.

Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de gestión de activa y reactiva 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 referente a Energía No Suministrada (ENS) y Tiempo de Interrupción Medio (TIM) de la Red de Transporte.

Precio de los derechos de emisión de despacho, expresados en €/tCO₂, conforme a lo indicado en el artículo 66 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Información anual:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico

Tasa de disponibilidad del equipo generador.

Índices de disponibilidad de la red de transporte.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

Evolución anual de la potencia o corriente de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.

Corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión que deben soportar, al menos, las instalaciones de generación, demanda o distribución directamente conectadas a la red de transporte como valor mínimo de diseño de dichas instalaciones de acuerdo a lo especificado en el P.O. 12.2 o normativa posterior que lo sustituya.

Series históricas de:

Potencia instalada en cada TNP.

Energía generada por tipo de producción/combustible.

Energía generada por instalaciones de producción tipo A y tipo B del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Consumo de bombeo.

Demanda del sistema eléctrico.

Producible hidroeléctrico.

Reservas hidroeléctricas.

Tasas de disponibilidad del equipo generador.

Índices de disponibilidad de la red de transporte.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

Toda esta información tendrá carácter público.

En el caso de instalaciones de generación conectadas a la red de transporte, el operador del sistema ofrecerá:

- Con carácter particular a cada propietario de instalación conectada a la red de transporte y con carácter previo a la obtención de la notificación operacional para energización, una estimación de las corrientes mínima y máxima de cortocircuito previstas en el punto de conexión como un equivalente de la red.

9.4 Información requerida por el OS

9.4.1 Agrupaciones de instalaciones de producción

Los distribuidores, y en su caso, el transportista, deberán enviar al OS el listado de agrupaciones de instalaciones de producción conectadas a sus redes en el formato, medio y periodicidad que establezca el OS para cumplir con lo requerido en la normativa. Esta información tendrá carácter confidencial.

9.4.2 Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociadas a autoconsumo , instalaciones de demanda, gestores de la red de distribución, instalaciones de almacenamiento y cualquier otro tipo de instalación, conectadas a la red de transporte, o con influencia significativa en la operación del sistema eléctrico

El operador del sistema podrá solicitar información a un propietario de cualquier instalación de este tipo sobre la contribución en términos de corriente de cortocircuito de dicha instalación o red. En estos casos, serán necesarios los modelos equivalentes de la red, y la demostración de esa equivalencia, para el valor de secuencia cero, de secuencia positiva y de secuencia negativa.

Tras un suceso imprevisto, el propietario de cualquier instalación de este tipo informará al operador del sistema, lo antes posible y en el plazo de una semana después del suceso, de los cambios de corriente de cortocircuito por encima del umbral del 10% con respecto a los valores previamente comunicados.

Antes de un suceso programado, el propietario de la instalación de este tipo informarán al operador del sistema, lo antes posible y en el plazo de una semana antes del suceso programado, de los cambios de corriente de cortocircuito que superen un umbral del 10% por encima de los valores previamente comunicados.

10. Información de incidentes en el sistema eléctrico

10.1 Descripción de la información

La información a recibir es aquella necesaria para analizar los incidentes ocurridos en el sistema eléctrico, contribuir a identificar la causa del incidente y establecer los planes de mejora necesarios para evitar su repetición o minimizar el impacto sobre la seguridad del suministro. Dicha información se recoge en el anexo VI del presente procedimiento de operación

10.2 Sujetos a los que aplica

Este apartado es de aplicación a todos los sujetos definidos en el apartado 2 que sean titulares de instalaciones del sistema eléctrico afectadas por un incidente de referencia según lo establecido en el apartado 10.3 o que sean los responsables de estas instalaciones y a los responsables del suministro a los consumidores finales afectados.

10.3 Incidentes

Los eventos que definen aquellos incidentes 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, distribución y/o transformación transporte-distribución o transporte-generación) 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 un corte de suministro que pudiera implicar una interrupción de suministro a consumidores finales o en una pérdida de la capacidad de evacuación de la generación que conlleve el disparo de grupo o en una degradación de la calidad de onda en los puntos frontera de la red de transporte en los términos establecidos en la normativa.
- 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 informático, electrónico o físico, o por 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.
 - d. Actuación de cualquier sistema de protección por cualquier causa y que provoque la desconexión de algún elemento de red o de alguna instalación de generación.
 - e. Pérdida de suministro, independientemente del incidente que la haya producido y del nivel de tensión en el que éste haya acontecido, significativa o solicitada por el OS.

f. Otras circunstancias anómalas para el sistema eléctrico –por ejemplo, oscilaciones significativas– no asociadas a pérdida de instalaciones de la red de transporte o a pérdidas de suministro.

10.4 Carácter de la información

La información recibida en el ámbito de este apartado se considerará de carácter confidencial según lo establecido en el apartado 4 de este procedimiento de operación.

10.5 Comunicación al operador del sistema

En el caso de que se produzca algún incidente de los definidos en el apartado 10.3 en las instalaciones de la Red Observable, o en Instalaciones de Producción con obligación de envío de telemedidas en tiempo real al OS, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS, y en un plazo de 2 horas, la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar del incidente contendrá, al menos, los aspectos a), c) y d), e) que se recogen en el Anexo VI de este procedimiento y que resulten de aplicación.

El OS podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales, incluyendo si fuera preciso instalaciones no pertenecientes a la red observable, con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar y recabar, mediante la cumplimentación de un formulario de mayor detalle, la información del Anexo VI que no se haya recibido y que considere necesaria, quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

En particular, para todos aquellos cortes de suministro con afección a la red de transporte que pudieran ser calificados como interrupciones, el OS requerirá de los sujetos la información necesaria para su análisis, así como en su caso para la valoración requerida por la Orden ECO 797/2002, poniendo a disposición de estos un formulario recogiendo todos los aspectos del Anexo VI para su cumplimentación; los sujetos aportarán la información con el alcance y formato solicitados por el OS en cuanto esté disponible y en todo caso en el plazo de un mes.

Cuando el OS determine que el evento constituye un incidente significativo 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 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Anexo VI) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar los efectos de incidentes similares que pudieran producirse en el futuro.

10.6 Comunicación del operador del sistema

Cuando se produzca un incidente de los definidos en el apartado 10.3, el OS incluirá la información correspondiente en un «Informe Diario de Incidencias» que se pondrá a

disposición de los agentes del sistema antes de las 12 horas del día laborable siguiente a la ocurrencia del mismo.

Cuando el OS considere un incidente de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva del mismo. Este informe incluirá, cuando corresponda, las medidas a tomar para evitar la repetición del incidente 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 CNMC y a la Administración competente en materia de energía en un plazo de 60 días hábiles tras la ocurrencia del incidente.

Los informes correspondientes a los incidentes más significativos serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidentes que convocará el OS.

10.7 Investigaciones Conjuntas

Para aquellos incidentes en los que, por su importancia o naturaleza, el OS lo juzgue necesario, éste 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 al informe que elabore el OS sobre el incidente y que podrá presentarse en el Grupo de Análisis de Incidentes que Econvocará el OS.

10.8 Requisitos técnicos

La información de oscilografía se facilitará en formato electrónico, preferiblemente en formato COMTRADE. La información sobre los ajustes de los equipos de protección se facilitará en formato electrónico igualmente.

11. Información de las liquidaciones responsabilidad del operador del sistema

11.1 Información confidencial

La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS 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.

12. Información del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI)

12.1 Descripción

Es la información a intercambiar entre el Operador del Sistema y los proveedores del servicio que permita una correcta gestión del servicio, conforme a lo establecido en la normativa específica del mismo.

12.2 Sujetos y responsabilidades

El OS y los sujetos proveedores del servicio de interrumpibilidad.

12.3 Detalle de la información

El envío de telemetria de potencia activa y reactiva demandada en tiempo real, el envío de la generación neta en tiempo real (en caso de proveedores con generación asociada), el envío y gestión de las órdenes de reducción de potencia, así como la gestión del relé de deslastre por subfrecuencia.

Igualmente, los envíos de programas de consumo y generación (cuando aplique), así como la gestión de las indisponibilidades.

El OS recibirá la información estructural necesaria para la correcta gestión del servicio, en particular, y con carácter no limitante:

12.3.1 Datos generales

- Denominación de la instalación.
- Código Universal de punto de suministro (CUPS).
- Denominación social de la empresa propietaria de la instalación.
- Grupo empresarial al que pertenece.
- Dirección de la instalación.
- Ubicación geográfica Coordenadas (Latitud, Longitud)
- Fecha de puesta en servicio
- Fecha de la última modificación exhaustiva de su acuerdo de conexión a la red.
- Nudo de conexión a la red (Nombre, kV).
- Actividad que desarrolla.
- Código actividad económica CNAE.

12.3.2 Datos específicos

- Potencias contratadas por periodo tarifario (kW)
- Datos de contacto para la adecuada gestión del servicio
- Relé de deslastre por subfrecuencia:
 - Frecuencia de arranque: Valor de ajuste (Hz).
 - Tiempo de medida (ms).
 - Temporización voluntaria: Valor de ajuste (s).

- Bloqueo por mínima tensión (%Un)
- Existencia de automatismo de reposición (SI/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
- Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
- Datos, en su caso, de la generación asociada:
 - Código de la unidad o unidades físicas (UF).
 - Potencia instalada (MW), o, en su defecto, potencia máxima neta (MW).
 - Información sobre si se encuentra en régimen de autoconsumo y la modalidad del mismo.

12.4 Carácter de la información

La información recibida por el OS tendrá el carácter de confidencial.

12.5 Plazos de provisión de la información / publicación

La periodicidad de la información a intercambiar será la establecida en la normativa específica de aplicación al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. En cualquier caso los cambios en la información estructural y específica serán comunicados al OS tan pronto como se tenga constancia de los mismos.

Los plazos y procesos para gestionar cambios en la información estructural serán los que establezca el Operador del Sistema.

12.6 Sistemas de información

El OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del SCECI a efectos de gestionar el intercambio de información relativo a la prestación del servicio de interrumpibilidad. El SCECI gestionará los intercambios de información relativos a la prestación del servicio

El OS contará con un sistema que permita la comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI), con las características definidas en la normativa correspondiente.

12.7 Requisitos técnicos.

Los requisitos técnicos del SCECI serán los que se establezcan en la normativa de desarrollo correspondiente del servicio de interrumpibilidad.

Los proveedores del servicio deberán contar con los equipos y sistemas establecidos en la normativa a los efectos de la correcta prestación del servicio.

Será responsabilidad de los proveedores del servicio el correcto funcionamiento de sus equipos y de los sistemas de comunicación.

ANEXO I. Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema

El objeto de este documento es determinar el contenido de la base de datos estructural del operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Notas generales y abreviaturas

- Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique algo diferente.
- De los datos de impedancia en p.u. o en % se debe indicar la tensión y la potencia base a la que están referidos.
- Los datos facilitados al OS deberán ser, en su caso, coherentes con los incluidos en los Registros Administrativos Ministeriales correspondientes.
- La clasificación de las unidades de producción en categoría A y B responde a la definición del artículo 2 del Real Decreto 738/2015:
 - Instalaciones categoría A. Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.
 - Instalaciones categoría B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.
- Las instalaciones que no se circunscriban a lo indicado en dicho real decreto se clasificarán en función de la normativa aplicable, o en su defecto, de lo establecido por el OS.

Índice del Anexo I

0. DEFINICIONES

1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

1.1. DATOS GENERALES

1.1.1. DATOS GENERAL DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

1.1.2. DATOS GENERALES DE CADA MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE)

1.1.3. OTROS DATOS

1.2. DATOS GENERALES ADICIONALES, ESPECÍFICOS POR TECNOLOGÍA

1.2.1. CENTRALES Y MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD HIDRÁULICOS (GRUPOS)

1.2.1.1. EMBALSES

1.2.1.2. DATOS DE LA INSTALACIÓN

1.2.1.3. DATOS DE CADA MGE

1.2.2. CENTRALES TÉRMICAS

1.2.3. CENTRALES SOLARES TÉRMICAS

1.2.4. INSTALACIONES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS

- 1.3. INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN
 - 1.3.1. INFORMACIÓN GENERAL
 - 1.3.2. REGULACIÓN PRIMARIA Y MODOS LIMITADOS DE REGULACIÓN POTENCIA-FRECUENCIA
 - 1.3.3. REGULACIÓN SECUNDARIA
 - 1.3.4. REGULACIÓN TERCIARIA
 - 1.3.5. CONTROL DE TENSIÓN
- 1.4. DATOS NECESARIOS PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DINÁMICOS
 - 1.4.1. MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD SÍNCRONOS (MGES) (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA)
 - 1.4.2. MÓDULOS DE PARQUE ELÉCTRICO (MPE) (EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS, ETC.)
 - 1.4.3. ELEMENTOS DE ALMACENAMIENTO.
- 1.5. DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO
- 1.6. DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED
- 1.7. DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN
- 1.8. DATOS DE LAS PROTECCIONES
 - 1.8.1. GENERAL
 - 1.8.2. DATOS ADICIONALES PARA INSTALACIONES O AGRUPACIONES DE INSTALACIONES DE POTENCIA INSTALADA SUPERIOR AL UMBRAL DE DETALLE QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE
 - 1.8.3. DATOS ADICIONALES PARA INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE
 - 1.8.3.1. PROTECCIONES DE LA CENTRAL
2. INSTALACIONES DE DEMANDA CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE
 - 2.1. GENERAL
 - 2.2. DATOS NECESARIOS PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS ESTÁTICOS Y DINÁMICOS
 - 2.2.1. MODELADO DEL COMPORTAMIENTO ESTÁTICO Y DINÁMICO DE LA INSTALACIÓN DE DEMANDA (O CARGA).
 - 2.2.2. MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA INSTALACIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN.
 - 2.3. DATOS DE LA LÍNEA O CABLE
 - 2.4. DATOS DE LAS PROTECCIONES
3. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO
4. INSTALACIONES HÍBRIDAS
5. INSTALACIONES EN CORRIENTE CONTINUA
6. RED DE TRANSPORTE
 - 6.1. SUBESTACIONES
 - 6.2. PARQUES
 - 6.3. LÍNEAS Y CABLES
 - 6.4. TRANSFORMADORES

6.5. ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA

7. RED OBSERVABLE

7.1. PARQUES

7.2. LÍNEAS Y CABLES

7.3. TRANSFORMADORES

7.4. ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

0. DEFINICIONES

Se recogen aquí las definiciones coherentes con la normativa vigente de los términos de potencias y otros conceptos utilizados en el presente documento.

Potencia instalada de un módulo de generación de electricidad:

La potencia instalada del módulo de generación de electricidad se considera según la definición establecida en el Real Decreto 413/2014 (en su artículo 3 para instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos, y en su disposición adicional undécima para el resto), excepto para las instalaciones fotovoltaicas en las que se considera la definición establecida en el artículo 3.h) del Real Decreto 244/2019. La potencia instalada ha de corresponderse con la que se inscriba en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

Potencia instalada de la instalación de generación de electricidad:

Es la suma de las potencias instaladas de los módulos de generación de electricidad constituyentes incluyendo a los módulos de almacenamiento.

Capacidad máxima de la instalación:

Será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad o absorbida de la red por una instalación de demanda de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato técnico de acceso.

Capacidad máxima de la instalación de generación de electricidad reversible: dispondrá de dos capacidades máximas, por un lado, la correspondiente a la condición de generador y por otro lado, la correspondiente a consumidor de acuerdo a la definición anterior de capacidad máxima de la instalación.

Módulo de generación de electricidad (MGE) hace referencia a un módulo de generación de electricidad síncrono o a un módulo de parque eléctrico de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631.

Módulo de generación de electricidad síncrono (MGES) es, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631, un conjunto indivisible de instalaciones que pueden producir energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.

Módulo de parque eléctrico (MPE) es, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631, una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que no son generadores síncronos, o que están conectadas mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC.

Instalación de generación de electricidad es, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631, una instalación que convierte energía primaria en energía eléctrica y que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad conectados. Adicionalmente, en conformidad con la Ley 24/2013 podrían integrar instalaciones de almacenamiento.

Módulo de generación de electricidad con almacenamiento (MGEA) es aquel módulo de generación de electricidad que tenga capacidad técnica y legal adicional para almacenar energía para un uso diferido de acuerdo con la definición de almacenamiento establecida en la Ley 24/2013 y que, exclusivamente, evacua su energía a la red a través de los alternadores o inversores del propio módulo de generación de electricidad. El MGEA, podrá ser módulo de electricidad síncrono con almacenamiento o módulo de parque eléctrico con almacenamiento en función de que utilice generadores síncronos o inversores para inyectar la energía producida a la red.

Módulo de almacenamiento (MA) es el equipamiento de almacenamiento que evacúa su energía a la red a través de alternadores o convertidores electrónicos propios. El MA podrá ser módulo de almacenamiento síncrono o módulo de almacenamiento de parque eléctrico en función de que utilice generadores síncronos o inversores para inyectar la energía a la red.

Capacidad máxima del MGE: Será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por el MGE. Dicha capacidad máxima se corresponde con lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631 y en el Real Decreto 647/2020.

El concepto de **capacidad máxima** se extiende a los MGE con almacenamiento y a los MA.

El concepto de **capacidad máxima de importación** se extiende tanto a los MGE con almacenamiento como a los MA con capacidad técnica y legal de ser reversibles y consumir energía de la red.

Agrupación de instalaciones de generación de electricidad: se corresponde con la definición de agrupación del mismo subgrupo de acuerdo a lo establecido en el artículo 2 y en el artículo 7 del RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Unidades de generación de electricidad (UGE): se corresponde con cada una de las unidades de generación que componen un módulo de parque eléctrico de acuerdo a como lo considera el Reglamento (UE) 2016/631. Por ejemplo, en un módulo de parque eléctrico MPE, la UGE se corresponde con cada uno de los aerogeneradores o inversores constituyentes.

1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Se suministrará la información para instalaciones de producción así como para instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, o agrupaciones de las mismas de potencia instalada superior a un umbral básico establecido en 0,5 MW, que es el umbral para envío de telemidas al operador del sistema en los territorios no peninsulares, independientemente de que se conecte a la red de transporte o red de distribución, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Además del umbral básico de 0,5 MW definido en el párrafo anterior, se define un umbral de detalle superado el cual habrá de suministrarse información adicional. Dicho umbral de detalle será diferente en función de la isla geográfica o ciudad autónoma a la que se refiera, atendiendo al siguiente criterio:

- Mallorca, Tenerife y Gran Canaria: 5 MW
- Lanzarote, Fuerteventura, Menorca, Ibiza: 1 MW
- La Palma, La Gomera, El Hierro, Formentera, Ceuta y Melilla: 0,5 MW

1.1. DATOS GENERALES

1.1.1. DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

- Nombre de la instalación.
- Ubicación de la instalación.
- Titular de la instalación.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Gestor de la red de distribución, en el caso de conexión a la red de distribución.
- Capacidad máxima (MW) de la instalación.
- N° de módulos de generación de electricidad (MGE)
 - N° de módulos de generación de electricidad síncronos (MGES) independientemente de que dispongan de almacenamiento y sean reversibles.
 - N° de módulos de módulos de parque eléctrico (MPE) independientemente de que dispongan de almacenamiento y sean reversibles.
- N° de módulos de almacenamiento (MA) independientemente de que sean reversibles.
- En el caso de instalaciones de generación asociadas a autoconsumo:
 - Modalidad de autoconsumo, sección y subsección (en caso de acogerse a alguna de las modalidades de autoconsumo establecidas en la legislación vigente).
 - Indicar modalidad de autoconsumo Individual/Colectivo.
- En el caso de MGEs dependientes entre sí, como pueden ser los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia) y, en su caso, de la poligonal del parque o de la huerta.
- Localización geográfica: 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 simplificado con todos los elementos componentes de la instalación no transporte desde el punto de conexión a red hasta la instalación de generación (sólo para solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).

1.1.2. DATOS GENERALES DE CADA MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE)

- Tecnología del MGE, según la definición del Real Decreto 413/2014.
 - Nemónico de 8 dígitos o código B3 asignado en la contestación de acceso, en su caso.
 - Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
 - Potencia instalada (MW).
 - Capacidad máxima (MW).
 - Mínimo técnico (MW), del MGE o agrupaciones de potencia instalada superior al umbral de obligación de adscripción a un centro de control en los territorios no peninsulares, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
 - Mínimo técnico extraordinario (MW) y tiempo de permanencia en este valor, para aquellos MGE con capacidad de trabajar por debajo del mínimo técnico durante un cierto tiempo.
 - Capacidad de control de la potencia reactiva.
 - Fecha de puesta en servicio.
 - Documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos técnicos sujetos a verificación o supervisión según procedimientos de verificación o Normas Técnicas de supervisión que les sea de aplicación de acuerdo con la normativa vigente o por cumplimiento voluntario de algunos de los requisitos que no le sean de aplicación.
- Datos adicionales de cada MGE, o de agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte :
- Potencia aparente (MVA).
 - Potencia máxima bruta (MW).
 - Tensión nominal (kV).
 - Tasas estimadas de indisponibilidad programada.

1.1.3 OTROS DATOS

Véanse apartados correspondientes a:

- Datos generales adicionales, específicos por tecnología.
- Información básica necesaria para la programación de la operación.
- Datos necesarios para la realización de estudios dinámicos.
- Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.
- Datos del transformador de conexión a la red.
- Datos de la línea o cable de evacuación.
- Datos de las protecciones.

1.2. DATOS GENERALES ADICIONALES, ESPECÍFICOS POR TECNOLOGÍA

1.2.1 CENTRALES Y MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD HIDRÁULICOS (GRUPOS)

1.2.1.1. Embalses

- Nombre del embalse.
- Propiedad.
- Empresa concesionaria del aprovechamiento hidroeléctrico.
- Demarcación hidrográfica.
- Cauce o río.
- Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
- Capacidad total (V_t : hm^3), entre el lecho de fondo y el nivel máximo admitido en explotación normal.
- Capacidad útil (V_u : hm^3), entre los niveles mínimo y máximo de explotación normal.
- Cota máxima de explotación normal (m).
- Cota mínima de explotación normal (m).
- Uso (Hidroeléctrico, Mixto).
- Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).
- Aportación media ($\text{hm}^3/\text{año}$).
- Aportación mensual mínimo del año o estiaje (hm^3/mes).

El operador del sistema podrá requerir adicionalmente, y con el fin de garantizar la operación segura del sistema, los siguientes datos asociados a los embalses:

- Cota base o de desagüe (m) de fondo.
- Capacidad vaciable (hm^3), entre el nivel más bajo de los orificios de desagüe y el nivel máximo en explotación normal.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh) con el desagüe de su capacidad útil, teniendo en cuenta todas las centrales situadas aguas abajo del embalse.
- Serie histórica de aportaciones al embalse: mensual y semanal (m^3).
- Curva cota de embalse en función de volumen (4° grado).

$$h_e(X) = a_0 + a_1 X^1 + a_2 X^2 + a_3 X^3 + a_4 X^4$$

a_i son los coeficientes del polinomio y X el volumen total de agua en el embalse.

- Fracción en volumen de capacidad de embalse utilizada en detracciones, riegos u otros usos consuntivos y por tanto no utilizable en los embalses del curso aguas abajo.

1.2.1.2. Datos de la central

- Demarcación hidrográfica.
- Cauce o río de ubicación de la central.
- Embalse asociado.
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).
- Cota de toma en el embalse/azud (m).
- Cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, cota en cámara de carga (m).
- Cota de descarga turbinas (m).
- Rendimiento global (turbina, multiplicador, generador, transformador) (p.u.).
- Pérdidas de carga (% de salto bruto).

- Categoría de la instalación (A o B).

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Esquema del subsistema hidráulico.
- Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- Chimenea de equilibrio (SÍ/NO).
- Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- En el caso de centrales reversibles o de bombeo: 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.
- Modos de funcionamiento: Capacidad de cortocircuito hidráulico, tuberías dedicadas para bombeo y turbinación.

1.2.1.3. Datos de cada MGE (grupo)

- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).
- En el caso de MGE reversibles o de bombeo:
 - Potencia máxima de consumo en punto de conexión a la red (capacidad máxima de importación) (MW).
 - Potencia máxima de consumo en bornas de máquina (MW).
 - Altura efectiva (neta) nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

Datos adicionales de cada MGE de centrales o agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas (m) en las conducciones en función del caudal ($k \times Q^2$).
- Curvas de colina de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
- En el caso de MGE reversibles o de bombeo:

Tipo de bomba.

Velocidad nominal (rpm).

Caudal máximo de bombeo (m^3/s).

Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).

Pérdidas (m) en la aspiración e impulsión en función del caudal ($k \times Q^2$).

Curvas de colina de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura efectiva (neta) (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas efectiva (neta) y distintos caudales para cada altura efectiva (neta)).

- Factor de potencia nominal en generación y en bombeo.
- Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
- Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).

1.2.2. CENTRALES TÉRMICAS

Nota: Este apartado es de aplicación a, entre otros, centrales de tecnología nuclear, ciclos combinados y centrales térmicas de carbón. Las unidades solares térmicas se tratan en otro apartado.

- Categoría de la instalación (A o B).
- Combustibles principal y alternativo.
- Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.
- Régimen de funcionamiento previsto.

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principales y alternativos (T, m^3).
- Datos a aportar para cada MGE (grupo):
 - Consumo de servicios auxiliares en bornes de alternador (b.a.) a plena carga, potencia activa (MW).
 - Estructura de consumo de combustible en arranque: porcentaje en términos de energía de cada uno de los combustibles utilizados.
 - Los parámetros necesarios para calcular el consumo en función del tiempo de arranque, en base a lo establecido en el artículo 33 del RD 738/215 de 31 de julio.
 - Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica para distintos regímenes de carga (Kcal/kWh).
- Factor de potencia nominal.

- Para cogeneraciones conectadas a la red de transporte: Véanse también instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte.

1.2.3. CENTRALES SOLARES TÉRMICAS

- Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales,...) en el caso de centrales con capacidad de almacenamiento.
- Potencia eléctrica neta que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
- Método de apoyo mediante combustible complementario (ninguno, gas natural, biomasa,...).
- Fracción de potencia máxima suministrable con combustible complementario.

1.2.4. INSTALACIONES EÓLICAS Y FOTOVOLTAICAS

- Régimen de operación previsto de la instalación:
 - Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.
 - Curva de potencia activa en función del recurso primario (velocidad del viento en el caso de plantas eólicas, irradiancia en el caso de huertas solares, etc.) incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores, paneles, captadores parabólicos, etc. dejan de aportar potencia.
- En el caso de instalaciones fotovoltaicas: Instalación sobre edificación o sobre suelo, y número de ejes de seguimiento solar en este segundo caso.
- En el caso de instalaciones con almacenamiento asociado les será de aplicación lo dispuesto en el apartado 3 de este Anexo.

1.3. INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

1.3.1. INFORMACIÓN GENERAL

Datos correspondientes a la unidad física

- Nombre y código de la unidad física
- Subgrupo asociado
- Código de la instalación a efectos de liquidación (CIL)
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en barras de central (b.c.)
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (Mvar) en b.c.
- Máxima generación de reactiva a plena carga (Mvar) en b.c.

- Máxima absorción de reactiva a plena carga (Mvar) en b.c.
- Tipo de producción
- Máxima rampa ascendente (MW/min)
- Máxima rampa descendente (MW/min)
- Punto frontera
- En su caso, indicación de los modos de funcionamiento multieje

Datos correspondientes a la unidad de programación

- Nombre y código de:
 - Unidad de programación
 - Sujeto titular / Sujeto representante.
 - Unidad de oferta asociada
- Potencia máxima de la UP (suma de las potencias instaladas, o en su defecto potencias máximas netas, de las UF que la componen)
- Mínimo técnico de la UP
- Tipo de producción (nuclear, carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulica, turbinación bombeo, consumo bombeo, cogeneración, solar fotovoltaica/ térmica, eólica terrestre/marina, biomasa, biogás, residuos e instalaciones de almacenamiento).
- En caso de unidades de programación de ciclo combinado, indicar si se trata de centrales multieje, y los modos de funcionamiento posibles.
- Indicación de si la instalación es:
 - Renovable/no renovable
 - Cogeneración de alta eficiencia
- En su caso, centro de control al que pertenece
- Indicación de si la instalación se encuentra en periodo de pruebas preoperacionales.
- Tiempo de arranque mínimo (min) exigible por el OS:
 - Desde orden de arranque hasta listo para sincronización (en frío/en templado/en caliente)
 - Desde sincronización hasta mínimo técnico (en frío/ en templado/en caliente)
 - Desde sincronización hasta plena carga (en frío/ en templado/en caliente)

En caso de unidades de programación térmicas con más de un modo de funcionamiento, se han de aportar los tiempos de arranque solicitados para cada uno de los posibles modos de funcionamiento.
- Tiempo de parada de programación (min) desde plena carga hasta desconexión.

1.3.2. REGULACIÓN PRIMARIA Y MODOS LIMITADOS DE REGULACIÓN POTENCIA-FRECUENCIA

En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del P.O. 12.2 o normativa posterior que lo sustituya se entenderá que el término 'regulación primaria' en este apartado se refiere al modo MRPF.

Disponibilidad de regulación potencia-frecuencia primaria (SÍ/NO). En caso afirmativo, indicar:

- Nivel mínimo de regulación (MW) (no puede ser mayor del 20% de la capacidad máxima en un MPE)
- Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia (mHz): Ha de ser inferior a 30 mHz.

En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia (mHz) no superior a 30 mHz.

1.3.2.1 Modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF)

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (obligatoria en caso de aplicación del PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya) (SÍ/NO).

En caso afirmativo, indicar:

- Insensibilidad de la medida de frecuencia del regulador (mHz): No ha de ser superior a 30 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - Valor ajustado:
 - Si el generador está al amparo del PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya confirmar que el valor ajustado por defecto es 0 mHz para los MGE síncronos, o 50 mHz para los MPE, si el OS no ha especificado un valor diferente.
 - Para el resto de generadores confirmar que el valor ajustado es 0 mHz.
- Estatismo s_1 :
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es del 4% (2% en módulos de almacenamiento de parque eléctrico) si el OS no ha especificado un valor diferente.
- En el caso de que le sea de aplicación el PO 12.2 SENP o normativa posterior que lo sustituya, indicar el rango de potencia activa en relación con la

capacidad máxima $\frac{|\Delta P_1|}{P_{\max}}$ del control:

- Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es del 10% (20% en módulos de almacenamiento de parque eléctrico) si el OS no ha especificado un valor diferente.

1.3.2.2 Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O) y limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)

En el caso de que sea de aplicación el PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya, aportar la siguiente información:

- Modo MRPFL-O
 - Umbral a partir del cual se activa el modo:
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es 50,25 Hz, si el OS no ha especificado un valor diferente.
 - Estatismo s_1 :
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es del 4% (2% en módulos de almacenamiento de parque eléctrico) si el OS no ha especificado un valor diferente.
- Modo MRPFL-U
 - Umbral a partir del cual se activa el modo:
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es 49,75 Hz, si el OS no ha especificado un valor diferente.
 - Estatismo s_1 :
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es del 4% (2% en módulos de almacenamiento de parque eléctrico) si el OS no ha especificado un valor diferente.

1.3.3. REGULACIÓN SECUNDARIA

En caso de participación activa en el servicio:

- Información del lazo de control del AGC, incluyendo:
 - Diagrama de bloques y valores con sus unidades de los parámetros del control AGC.
 - Otros datos susceptibles de considerar en estudios de estabilidad de frecuencia como limitaciones y rangos de funcionamiento en frecuencia, etc.
- 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)

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

1.3.4. 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 (transiciones), por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.

- En caso de participación activa en el servicio:
 - Tiempo mínimo de arranque:
 - En frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - En templado (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - En caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - Tiempo mínimo de arranque de programación:
 - Desde sincronización hasta mínimo técnico (min).
Desglosar arranque en frío, en templado y en caliente.
 - Desde sincronización hasta plena carga (min).
Desglosar arranque en frío, en templado y en caliente.
 - 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)

1.3.5. CONTROL DE TENSIÓN

En caso de instalaciones conectadas a la red de transporte (o equipo generador conectado en red de distribución):

Declaración explícita de cumplimiento, o de no aplicabilidad, de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en los PO SENP u otra normativa que lo sustituya. En el caso de que le sean de aplicación los requisitos técnicos del PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya, declaración explícita de cumplimiento de los mismos.

Disponibilidad de control de tensión (SI/NO). En caso afirmativo, indicar:

Modo de control de la potencia reactiva (Modo de control del factor de potencia o modo de control de la tensión).

En caso de control de la potencia reactiva mediante el modo de control de la tensión, los MPE deben indicar:

- Insensibilidad de medida:
 - Ha de ser menor o igual al $\pm 0,2\%$ de la tensión nominal.
 - Pendiente de curva característica $\Delta V - \Delta Q$:
 - Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado por defecto es 4%, si el OS no ha especificado un valor diferente.
 - Banda muerta:
 - Valor ajustado:
 - Si el generador está al amparo del PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya confirmar que el valor ajustado por defecto es 1,5%, si el OS no ha especificado un valor diferente.
- En el caso de generadores síncronos 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 MGE de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del MGE desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del MGE, o desde el centro de control correspondiente.

1.4. DATOS NECESARIOS PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DINÁMICOS

En el caso de modelos para la realización de estudios específicos de estabilidad, de transitorios electromagnéticos, de interacción entre controles u otros para garantizar la seguridad de suministro en el sistema, la lista de modelos dinámicos para estos estudios admitidos por el OS está disponible telemáticamente en la web del OS. En el caso de modelos para estudios dinámicos no incluidos en dicha lista, los documentos de las características y condiciones que han de cumplir están también disponibles telemáticamente en la web del OS.

Adicionalmente a los datos y modelos solicitados en los subapartados siguientes, el OS podrá solicitar al titular de la instalación información técnica adicional, tal como modelos para el análisis de transitorios electromagnéticos o información adicional propia del fabricante, que deberá ser entregado en el plazo máximo de 1 mes, pudiendo el titular solicitar justificadamente una ampliación del plazo. Estos modelos deben cumplir con las condiciones requeridas al modelado del comportamiento dinámico de la instalación.

Si el titular de la instalación tiene que proceder a una revisión o actualización de la información entregada al OS, se aplicarán los siguientes principios generales al respecto de la información asociada a los estudios dinámicos:

- Si se ha modificado el comportamiento dinámico de la instalación ante perturbaciones, se procederá como sigue:
 - Si el cambio de comportamiento requiere de uno o varios modelos nuevos, será necesario entregar la información asociada a los nuevos modelos y los correspondientes parámetros que los alimentan así como los correspondientes informes de validación de los nuevos modelos tal como se requiere en los apartados siguientes dependiendo de la tecnología en cuestión.
 - Si el cambio de comportamiento sólo requiere modificar parámetros de modelos ya entregados con anterioridad, sólo será necesario entregar los correspondientes parámetros que justifican el cambio de comportamiento así como los correspondientes informes de validación de los modelos modificados tal como se requiere en los apartados siguientes dependiendo de la tecnología en cuestión.

Si no ha habido modificaciones en la instalación que modifiquen el comportamiento dinámico, el titular de la instalación entregará una declaración responsable comunicando que no ha habido cambios en la instalación que modifiquen el comportamiento dinámico de la misma y, en consecuencia, siguen siendo válidos los modelos ya entregados con anterioridad al OS.

1.4.1. MÓDULOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD SÍNCRONOS (MGES) (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA)

En el caso de que le sean de aplicación los requisitos técnicos del P.O.12.2 o normativa posterior que lo sustituya, deberá proporcionar, para cada módulo de electricidad síncrono, la información que caracterice la velocidad de respuesta de los modos de regulación potencia-frecuencia MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF proporcionando los parámetros que caracterizan dichas respuestas en la forma que se establece para cada modo en dicho procedimiento contemplando, adicionalmente en su caso, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

Datos adicionales para centrales o agrupaciones de centrales cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

Datos del MGES:

- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q , de acuerdo con la simbología de la norma UNE-EN 60034-4). En el caso de que el generador síncrono sea de configuración de polos salientes X'_q no se requiere.
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal en [s] (T'_{d0} , T'_{q0} , T''_{d0} y T''_{q0} , de acuerdo con la

simbología de la norma UNE-EN 60034-4). En el caso de que el generador síncrono sea de configuración de polos salientes, $T'q_0$ no se requiere.

- Constante de inercia (H) del conjunto giratorio formado por el generador síncrono, la excitatriz, turbinas, etc. en [s].
- Reactancia de fuga no saturada en p.u. base máquina (X_l , de acuerdo con la simbología de la norma UNE-EN 60034-4).).
- Factores de saturación a tensión 1.0 p.u. ($S(1.0)$) y a tensión 1.2 p.u. ($S(1.2)$). Se calcularán según se indica en la figura 1, mediante la curva de saturación en vacío y la recta del entrehierro.
- Diagrama de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador) a la tensión asignada U_n , a $1,05 U_n$ y a $0,95 U_n$.

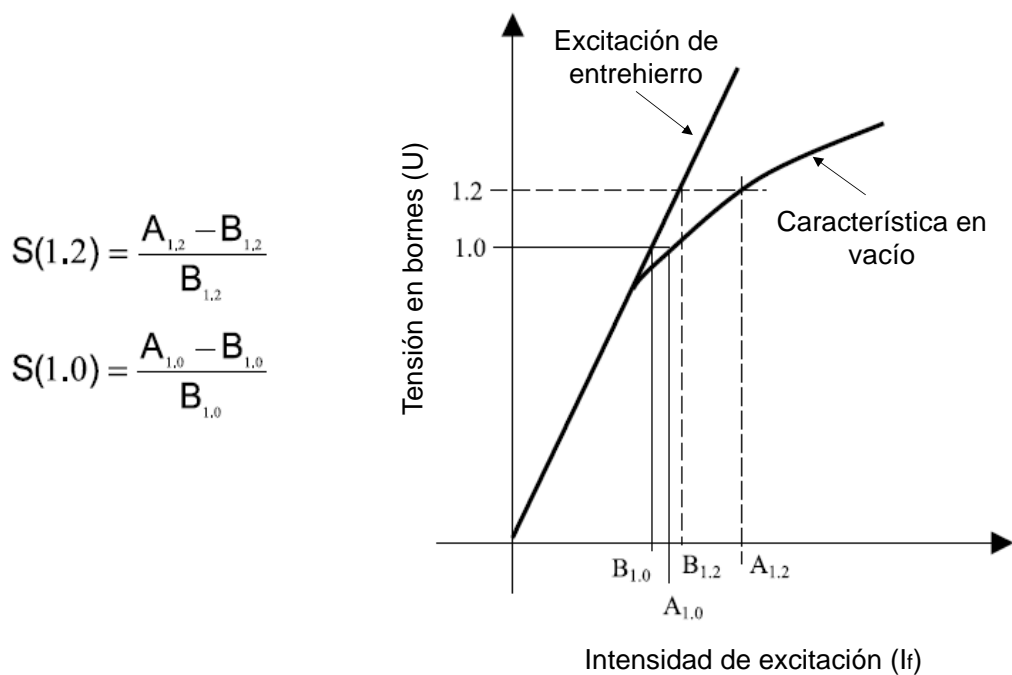


Figura 1. Cálculo de los factores de saturación del generador síncrono

Datos del modelo del equipo de regulación potencia-frecuencia (en el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información que sigue se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor):

- Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. En el caso particular de turbinas de vapor ciclos combinados múltiple eje, este modelo deberá contemplar las dinámicas que son dependientes de la potencia de cada una las turbinas de gas en

cualquiera de sus posibles combinaciones de funcionamiento. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

Datos del modelo del equipo de control de tensión (en el caso de ciclos combinados múltiple eje, la información que sigue se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor):

- 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 de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.4.2. MÓDULOS DE PARQUE ELÉCTRICO (MPE) (EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS, ETC.)

Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.):

- Número de unidades generadoras 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 (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.

En el caso de que deba cumplir los requisitos técnicos del P.O.12.2 o normativa posterior que lo sustituya, cada módulo de parque eléctrico deberá proporcionar adicionalmente:

- Capacidad de evitar el bloqueo de la electrónica de potencia voluntariamente para facilitarse soportar huecos de tensión o valor mínimo de tensión residual para el que pueden aplicarlo a tensiones inferiores a la máxima permitida en el P.O.12.2 o normativa posterior que lo sustituya.
- La información que caracterice la capacidad técnica de soportar sobretensiones transitorias por parte del módulo de parque eléctrico y de sus unidades de generación constituyentes.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta de los modos de regulación potencia-frecuencia MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL que le sea de aplicación, proporcionando los parámetros que caracterizan dichas respuestas en la forma que se establece para cada modo en dicho procedimiento contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta del control de inyección de corriente rápida de falta proporcionando los parámetros que caracteriza dicha respuesta en la forma que se establece en dicho procedimiento contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.
- La información que caracterice la velocidad de respuesta del control de tensión en régimen permanente proporcionando los parámetros que caracterizan dicha respuesta en la forma que se establece en dicho procedimiento contemplando, adicionalmente, las consideraciones al efecto a que hubiese lugar de la Norma Técnica de Supervisión correspondiente. Se deberán segregar los parámetros relativos a la respuesta de los inversores de las correspondientes a las compensaciones estáticas o movimiento de tomas de transformadores de evacuación de la producción.

Datos adicionales para cada MPE de instalaciones o agrupaciones de instalaciones cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Potencia instalada y nominal de cada unidad generadora (kW).
- Potencia aparente de cada unidad generadora (kVA)
 - Baterías de condensadores o reactancias (sí/no).
 - o Potencia total (Mvar).
 - o Número de escalones.
 - o Tipo de control de los escalones en su caso (automático/manual).
 - Sistemas de compensación o regulación continua (dinámica) basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).

- o Tipo (SVC, STATCOM, etc.).
 - o Compensación total capacitiva en Mvar.
 - o Compensación total inductiva en Mvar.
- Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.
- Se aportará un modelado del MPE que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - A través de modelos incluidos en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - O bien, a través de modelos no incluidos en la lista anterior siempre que cumplan con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En MPE conectados a la red de transporte, informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado en el punto de conexión de la red de transporte:
 - Bien a través de una previsión, según se indica en CEI 61000-3-6, del nivel de emisión de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica ocasionados por dicha instalación.
 - Bien realizar medidas en dicho punto de conexión de la red de transporte de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.
- En MPE conectados a la red de transporte, el OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando cómo participan las dinámicas fundamentales de los generadores individuales (inversores en su caso) así como las dinámicas del control en el punto de conexión a la red de la instalación de producción. En tal caso, se aportarán los correspondientes esquemas de bloques con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. No obstante, si el titular de la instalación prefiere entregar directamente un modelo de este control, el OS lo aceptará siempre que cumpla con las mismas condiciones que las requeridas al modelado del comportamiento dinámico de la instalación.
- En el caso de MPE del tipo C o D a los que sean de aplicación los requisitos técnicos del P.O.12.2 o normativa posterior que lo sustituya, se aportará el valor de potencia de cortocircuito mínimo necesario en el nudo de conexión, de forma que, para cualquier valor superior, el titular del MPE garantiza la no aparición de

problemas de funcionamiento de los equipos relacionados con acoplamientos oscilatorios ni interacciones entre controles internos. Asimismo, el operador del sistema podrá requerir los estudios o informes para justificar la no aparición de problemas de acoplamientos oscilatorios o interacciones entre controles internos.

1.4.3. ELEMENTOS DE ALMACENAMIENTO

Las instalaciones de generación que incluyan elementos de almacenamiento aportarán la información adicional indicada en el apartado de este anexo relativo a las instalaciones de almacenamiento.

1.5. DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO

Este apartado es de aplicación a las instalaciones de producción de categoría A (según artículo 2 del RD 738/2015), o conectadas a la red de transporte.

1.- Alimentación de SSAA (salvo CCHH).

- 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 MGE, potencia activa (MW).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de MGE, 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.

2.- Capacidad de arranque autónomo.

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

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.

- Diagramas unifilares.

- 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 energía primaria).
- 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.
- En el caso de CCHH: Número mínimo de MGE que han de funcionar en paralelo.
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de MGE.

3.- Reconexión del MGE a la red (CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque desde puesta en marcha hasta acoplamiento.
- Tiempo mínimo de arranque desde acoplamiento hasta plena carga.

4.- Reconexión del MGE a la red (salvo CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
- Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

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

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

7.- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).

8.- Otros datos (salvo CCHH).

- 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.

1.6. DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.

Este apartado es de aplicación a módulos de generación de electricidad que pertenezcan a una instalación o agrupación cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Empresa o empresas propietarias.
- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Régimen de puesta a tierra.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
- Impedancia homopolar (% en base máquina)

Esta información debe también suministrarse del transformador de cada parque o planta, en el caso de conexión a la red de transporte a través de un transformador colector.

Datos adicionales del transformador de conexión a la red para centrales conectadas a la red de transporte:

- Tipo de regulación (carga/vacío). Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador). Placa de características y/o protocolo de ensayos en vacío.

1.7. DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN.

Este apartado es de aplicación a MGE que pertenezcan a una instalación o agrupación cuya potencia supere el umbral de detalle especificado en el apartado 1, o conectadas a la red de transporte:

- Número de circuito y longitud en km.
- 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).
- Resistencia mutua homopolar (Ω).
- Reactancia mutua homopolar (Ω).
- Capacidad nominal de transporte (MVA) (invierno y verano)
- Elemento limitador (conductor/aparamenta) (invierno y verano)

Esta información debe también suministrarse de la línea o cable de evacuación de cada parque o planta, en el caso de conexión a la red de transporte a través de una red colectora.

En su caso, compensación de potencia reactiva a la red de conexión hasta el nudo de la red de transporte o distribución, ya sea propiedad del titular de la instalación de la generación o sea compartida con otras instalaciones. Se aportará la información siguiente:

- Compensación estática:
 - Compensación total capacitiva en Mvar
 - Número de escalones y potencia reactiva de cada escalón en Mvar
 - Compensación total inductiva en Mvar

- Número de escalones y potencia reactiva de cada escalón en Mvar
- Compensación dinámica:
 - Tipo (SVC, STATCOM, etc.)
 - Compensación total capacitiva en Mvar
 - Compensación total inductiva en Mvar

En el caso de que la línea o cable de evacuación fuese en corriente continua, el OS podrá solicitar al titular de la instalación información técnica adicional para la realización de estudios en el sistema eléctrico.

1.8. DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.8.1. General.

- Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento de operación por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados o indicar su actuación, que ha de ser acorde a lo que se establece en los planes de seguridad.

1.8.2. Datos adicionales para módulos de generación de electricidad que pertenezcan a una instalación o agrupación de potencia total instalada superior al umbral de detalle que no estén conectadas a la red de transporte.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
 - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal y ajustes de los mismos.

1.8.3. Datos adicionales para instalaciones conectadas a la red de transporte.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

- Esquema unifilar de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.
- Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.

1.8.3.1. Protecciones de la instalación de generación de electricidad.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
- Estudio de ajustes de protecciones del MGE constituyente de la instalación.
- Protección ante pérdida de sincronismo: Indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el MGE queda sobre auxiliares.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Protección de secuencia inversa y de sobreintensidad de neutro del transformador de MGE: 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.
- Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.

2. INSTALACIONES DE DEMANDA

El presente epígrafe es relativo a consumidores directos o a red de distribución conectada a red de transporte . Los transformadores de conexión desde la red observable se tratan, a excepción de lo relativo a datos necesarios para los estudios dinámicos, bajo el epígrafe de Red de Transporte.

Información de los módulos de generación de electricidad que la instalación incluya y a los que el presente documento sea de aplicación.

2.1. GENERAL

- Denominación de la instalación.
- Código Universal de punto de suministro (CUPS), cuando aplique.
- Propietario.
- Dirección de la instalación.
- Fecha de puesta en servicio.
- Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Configuración general de la instalación (incluyendo diagramas unifilares de detalle), modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).
- Transformador de conexión a la red.
- Tipo de transformador: Configuración (trifásico o banco), autotransformador/transformador, circuito magnético (nº de columnas)
- Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
- Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Tensión de cortocircuito (% en base máquina) entre cada pareja de arrollamientos.
- Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, Mvar) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual para los años integrados en el horizonte correspondiente a la planificación.
- En el caso de que deba cumplir requisitos técnicos de alguna normativa al efecto, ya sea instalación de demanda o de red de distribución conectada a la red de transporte, deberá aportar la correspondiente documentación acreditativa del cumplimiento de dichos requisitos técnicos.

2.2. DATOS NECESARIOS PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DINÁMICOS

En el caso de modelos para la realización de estudios específicos de estabilidad, de transitorios electromagnéticos, u otros para garantizar la seguridad de suministro en el sistema, la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS está

disponible telemáticamente en la web del OS. En el caso de modelos no incluidos en dicha lista, los documentos de las características y condiciones que han de cumplir están también disponibles telemáticamente en la web del OS.

Adicionalmente a los datos y modelos solicitados en los subapartados siguientes, el OS podrá solicitar al titular de la instalación información técnica adicional, tal como modelos para el análisis de transitorios electromagnéticos o información adicional propia del fabricante, que deberá ser entregado en el plazo máximo de 1 mes, pudiendo el titular solicitar justificadamente una ampliación de dicho plazo. Estos modelos deben cumplir con las condiciones requeridas al modelado del comportamiento dinámico de la instalación.

Si el titular de la instalación tuviese que proceder a una revisión o actualización de la información entregada al OS, se aplicarán los mismos principios generales al respecto de la información asociada a los estudios dinámicos establecidos para instalaciones de generación en el apartado 1.4.

2.2.1 Modelado del comportamiento estático y dinámico de la instalación de demanda (o carga)

- Proporción de motores de inducción conectados directamente a la red sin electrónica de potencia durante su funcionamiento (% sobre la carga total sin autoconsumo).
- Proporción de la carga conectada a través de electrónica de potencia durante su funcionamiento (% sobre la carga total sin autoconsumo).
- Proporción del resto de la carga conectada a través de electrónica de potencia (% sobre la carga total sin autoconsumo).
- Del resto de la carga se proporcionará información sobre el proceso industrial asociado a dicha carga o bien se proporcionará la siguiente información:
 - Para la carga activa (la suma de los tres valores debe ser igual a 100 % de este resto de carga):
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante (%): $P = \text{cte}$
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%): $P = V^2/R$
 - Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%): $P = I_{\text{cte}} V$
 - Para la carga reactiva (la suma de los tres valores debe ser igual a 100% de este resto de carga):
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante (%): $Q = \text{cte}$
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%): $Q = V^2/X$
 - Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%): $Q = I_{\text{cte}} V$

- Adicionalmente, se proporcionará la siguiente información relativa a la generación en autoconsumo:
 - Potencia instalada (MW).
 - Proporción de potencia instalada (MW) síncrona (% respecto de la potencia total instalada en autoconsumo).
 - Proporción de potencia instalada (MW) fotovoltaica (% respecto de la potencia total instalada en autoconsumo).
 - Proporción de potencia instalada (MW) eólica doblemente alimentada (% respecto de la potencia total instalada en autoconsumo).
 - Proporción de potencia instalada (MW) eólica 'full converter' (% respecto de la potencia total instalada en autoconsumo).
 - Proporción de potencia instalada (MW) asíncrona (% respecto de la potencia total en autoconsumo).

- El operador del sistema podrá requerir registros de datos de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo inferior a 50 ms a fin de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

- Información adicional requerida a los hornos de arco en corriente alterna:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia del horno (MVA).
 - Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (Mvar) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores 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.
 - Cos ϕ de las impedancias anteriores.

- Información adicional requerida a los hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia de rectificación (MW).
 - Número de pulsos.
 - Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (Mvar) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores 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.
 - $\cos \varphi$ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - Filtros de armónicos: Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (Mvar).
- Información adicional requerida a los trenes de alta velocidad (TAV) y cargas desequilibradas:
 - Tensión nominal (kV).
 - Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 - Características del equipo de compensación de desequilibrio, en caso de existir.
 - Información adicional requerida a los siguientes elementos:
 - Motores de inducción de potencia instalada superior al umbral de detalle especificado en el apartado 1 pertenecientes a la instalación de demanda.
 - Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS), de potencia superior al umbral de detalle especificado en el apartado 1, pertenecientes a la instalación de demanda.
 - Cargas de comportamiento dinámico especial si el OS lo considera necesario.

Se aportará un modelo que debe describir el comportamiento dinámico de la instalación desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de modelos incluidos en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- O bien, a través de modelos no incluidos en la lista anterior siempre que cumplan con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar a este tipo de cargas, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

2.2.2 Modelado del comportamiento dinámico de la instalación de red de distribución

En el caso de la red de distribución conectada a la red de transporte a la que sean de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1388, será

necesario que el propietario de dicha red proporcione al operador del sistema, a nivel del punto de conexión a la red de transporte, la siguiente información para el adecuado modelado de la característica estática y dinámica de la red de distribución:

- Las fracciones de demanda de característica residencial, de servicios e industrial que caracteriza la demanda dentro de la red de distribución de influencia correspondiente a la instalación de distribución. Dicha información deberá ser actualizada cuando alguna de las componentes se vea modificada en más del 10% del valor total de la demanda y haya transcurrido al menos un año de la última actualización.
- Las potencias instaladas de la generación de significatividad A y B distinguiendo por tipo y tecnologías síncrona, asíncrona, eólica doblemente alimentada, eólica de conversión total ('full converter'), fotovoltaicas u otras, dentro de la red de distribución de influencia correspondiente a la conexión con la red de transporte, discerniendo a su vez, entre las conectadas en la red de distribución y las conectadas en autoconsumo. Dicha información deberá ser actualizada cuando alguna de las componentes se vea modificada en más del 10% del valor total de la generación y haya transcurrido al menos un año de la última actualización.
- El operador del sistema podrá requerir registros de medidas de la potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia, con un periodo de muestreo menor de 50 ms a los efectos de comparar la respuesta del modelado con registros reales.

2.3. DATOS DE LA LÍNEA O CABLE

- Línea o cable de conexión a la Red de Transporte (en su caso):
- Número de circuitos y longitud en km.
- Tensión nominal de funcionamiento.
- 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).

En el caso de que la línea o cable de evacuación fuese en corriente continua, el OS podrá solicitar al titular de la instalación información técnica adicional para la realización de estudios en el sistema eléctrico.

2.4. DATOS DE LAS PROTECCIONES

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas.
- Esquema unifilar de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, tramo red – transformador de consumo y ajustes de las mismas.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
- Estudio de ajustes de protecciones.
- Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

3. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO

La información aquí requerida aplica tanto al almacenamiento que forme parte de una instalación de generación, como a instalaciones de almacenamiento independientes no asociadas a ninguna instalación de generación. Para centrales hidráulicas reversibles, aplica lo indicado en el apartado correspondiente al generador síncrono hidráulico reversible.

La información a aportar es la siguiente:

- Tipo de equipamiento para el intercambio de energía con el sistema eléctrico: mediante generador síncrono o mediante convertidor electrónico.
- Toda la información requerida a los generadores en los apartados anteriores de este anexo correspondientes a generadores síncronos o no síncronos (eólica, FV, etc.) según el almacenamiento se conecte a la red mediante un generador síncrono o mediante convertidores electrónicos respectivamente.
- Tecnología de almacenamiento empleada.
- Potencia instalada de almacenamiento (kW).
- Capacidad máxima utilizable de almacenamiento energético (kWh).
- Capacidad mínima utilizable de almacenamiento energético (kWh).
- En el caso de formar parte de una instalación de generación hibridada: ¿Utiliza el mismo generador o convertidores electrónicos de la instalación de generación para inyectar a la red su energía almacenada? (Sí/No).
- En el caso de tener capacidad técnica y legal para consumir de la red:
 - Potencia máxima de consumo (MW) en bornas de máquina.
 - Potencia máxima de consumo (MW) en punto de conexión a la red.
 - Potencia de mínimo técnico consumiendo (MW).
 - Nivel mínimo de regulación consumiendo (MW) (menor del 20% de la capacidad máxima de importación en MPE y nulo en baterías).
- Ajustes de frecuencia de las protecciones de limitación de la potencia que inyecte/consuma (en su caso):
 - ajuste f1 (Hz), por debajo el equipamiento de almacenamiento no podrá estar consumiendo energía si tiene capacidad para ello.
 - Ajuste f2, por debajo del cual el equipamiento de almacenamiento debería generar su capacidad máxima.
 - Ajuste f3, por encima del cual el equipamiento de almacenamiento no podrá estar generando energía.

- Ajuste f4, por encima del cual el equipamiento de almacenamiento debería consumir su capacidad máxima de importación si tiene capacidad para ello.

En relación con los modelos para la realización de estudios específicos de estabilidad, de transitorios electromagnéticos, de interacción entre controles u otros para garantizar la seguridad de suministro en el sistema, si el operador del sistema lo solicita, el titular de la instalación deberá aportar el modelado específico de comportamiento dinámico para el almacenamiento en las mismas condiciones que se solicita a la generación síncrona o al módulo de parque eléctrico según el almacenamiento se conecte a la red mediante un generador síncrono o mediante convertidores electrónicos respectivamente. En el caso de instalaciones híbridadas en los que el almacenamiento utiliza el propio generador o convertidores electrónicos del módulo de generación de electricidad para inyectar su energía a la red, no se requiere modelo específico para el almacenamiento, no obstante, si el operador del sistema ha solicitado el modelado correspondiente a la instalación de generación, dicho modelado deberá considerar internamente las funcionalidades y dinámicas relativas al almacenamiento que tengan influencia en el ámbito de estudio correspondiente al tipo de modelo.

El OS podrá requerir información adicional en tanto en cuanto no se desarrolle normativa (o incluso cuando la normativa resulte insuficiente) que contemple el tratamiento específico no solo de las instalaciones de almacenamiento independiente, sino que también aquellas que se encuentre asociadas a una instalación de generación.

4. INSTALACIONES HÍBRIDAS

En cuanto a la información a proporcionar al operador del sistema para este tipo de instalaciones se deberá proporcionar, para cada módulo de generación de electricidad constituyente, la información requerida al generador (apartado 1) o a la instalación de almacenamiento (apartado 3) en su caso.

5. INSTALACIONES EN CORRIENTE CONTINUA

En cuanto a la información a proporcionar al operador del sistema para este tipo de instalaciones se solicita lo dispuesto para los generadores, considerando a estos los efectos a cada estación convertidora como un módulo de parque eléctrico, considerando que este tipo de instalaciones podrán estar tanto generando como consumiendo.

En función de la tecnología y las características técnicas específicas de los equipos que forman parte de estas instalaciones, el operador del sistema podrá solicitar al titular de las mismas, información adicional al efecto.

6. RED DE TRANSPORTE

6.1. PARQUES

- Nombre de la subestación.
- Domicilio: municipio, código postal y provincia
- 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).

6.2. LÍNEAS Y CABLES

- Denominación de la 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 tensión 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 (primavera, verano, otoño, invierno) o dinámicos (por condiciones ambientales, etc.) de:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
 - Elemento limitante.
 - Límite térmico permanente del conductor (MVA).
- Temperatura máxima de funcionamiento del conductor ($^{\circ}C$).
- Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).

6.3. TRANSFORMADORES

Este apartado es de aplicación a transformadores de interconexión de y entre la red de transporte y la red observable.

Los transformadores conectados a la red de transporte que alimentan cargas o que conectan con redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte».

Los transformadores desfasadores se tratan bajo el epígrafe «Elementos de control de potencia activa o reactiva».

- Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.
- Número de orden.
- Propietario o conjunto de propietarios.
- Fecha de puesta en servicio.
- Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador /transformador, circuito magnético (nº de columnas).
- Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
- Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).
- Grupo de conexión.
- Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador) y de la toma máxima (toma del regulador en la que se obtiene la tensión más alta).
- 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 (% en base máquina).
- Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina).
- Para los transformadores de interconexión entre la red de transporte y la red observable:
 - Datos necesarios para el modelado del comportamiento dinámico definidos en el epígrafe «Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte».

6.4. ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Circuito afectado
- Tipo (Reactancia o Condensador o Dinámico o Desfasador).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Tensión nominal (kV).

- Potencia nominal (MW, Mvar).
- Datos adicionales tipos Reactancia y Condensador: N° de escalones, rango de reactancia (Ω) y distribución de reactancias (Ω).
- Datos adicionales tipo Dinámico: Parámetros necesarios para modelar el elemento en el sistema de control.
- Datos adicionales tipo Desfasador:
 - Ángulos extremos de desfase en vacío.
 - Número de tomas, y número de la toma neutra y de la toma de desfase negativo extremo.
 - Tensión de cortocircuito en tomas neutra y extremas (% en base máquina).

Impedancias homopolares a neutro de la estrella equivalente entre barras, línea y tierra (Ω /fase).

6.5. DATOS DE LAS PROTECCIONES

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
- Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
- Estudio de ajustes de protecciones.
- Ficheros de ajustes de protecciones de los equipos de protecciones.
- Esquema unifilar de protección y medida.
- Acopladores de red o teleacopladores: Existencia y ajustes.
- Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
- Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
- Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.
- Reenganche:
 - 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 (SI/NO).
- Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (SI/NO).

7. RED OBSERVABLE

7.1. PARQUES

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Configuración. Unifilar de detalle.
- Propietario de cada posición.
- Propietario de cada barra.
- Fecha de puesta en servicio.

7.2. LÍNEAS Y CABLES

- Denominación de línea.
- Parques extremos de la línea.
- Número de circuito y longitud en km.
- Propietario o conjunto de propietarios.
- Fecha de puesta en tensión.
- 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).
- Resistencia mutua homopolar (Ω).
- Reactancia mutua homopolar (Ω).
- Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (primavera, verano, otoño, invierno).

7.3. TRANSFORMADORES

Transformadores conectados a tensiones superiores: Se tratan en el apartado de «Red de Transporte».

7.4. ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio.
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (Mvar).

7.5. DATOS DE LAS PROTECCIONES

Aplicable a las protecciones de los elementos conectados a las barras de BT de los transformadores de conexión a la red de transporte:

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento de operación 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 en la red de transporte y en los propios elementos conectados a las barras: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste.
- Esquema unifilar de protección y medida.

ANEXO II. Información sobre los procesos de programación de la operación

1. Criterios de publicidad de la información

La programación de la generación se realiza mediante un proceso de despacho económico de los grupos, por lo que los datos referentes al resultado de dicha programación no son confidenciales y se consideran públicos para todos los sujetos.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS son los siguientes:

- El OS hará público las curvas de demanda y programas de generación correspondientes.
- En todo caso el OS, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos.

2. Información comunicada por el OS

2.1 Información de carácter público

Esta información se encuentra disponible en las plataformas dispuestas para este fin por el OS.

Previsión de demanda

El OS facilitará la información relativa a la previsión de demanda, en diferentes horizontes temporales, contemplada en los procedimientos de operación correspondientes.

Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte

El OS facilitará la información actualizada diariamente correspondiente a las fechas de inicio y fin asociadas a indisponibilidades.

Disponibilidad/indisponibilidad de las unidades de generación y consumo

El plan de mantenimiento e indisponibilidades será publicado por el OS según lo establecido en el PO. SEIE 2.5. Esta información tiene carácter confidencial.

Programas de generación y consumo

El operador del sistema facilitará conforme a los plazos establecidos en el proceso de programación de la generación, la siguiente información:

• Programa, tanto de generación como de consumo, en los diferentes horizontes de programación:

- Programación semanal.
- Programación diaria.
- Programación intra-diaria y tiempo real.

Información relativa a la capacidad de intercambio entre Península y TNP.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con el sistema peninsular, se publicará la capacidad programable en los enlaces existentes, así como el programa de intercambio.

Comunicación de indisponibilidades en tiempo real

Durante el proceso de operación en tiempo real, el OS publicará los redespachos por indisponibilidad comunicados por los sujetos del sistema, según se recoge en el PO 3.1 SENP.

Información sobre generación y demanda real

El operador del sistema facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores horarios de:

- Demanda registrada para cada hora.
- Entregas de energía de las unidades de generación agregada por tipos de producción.

2.2. Información confidencial comunicada por el OS

Toda aquella información comunicada por el OS a los sujetos del sistema, y que no esté recogida en el epígrafe 2.1, será considerada confidencial.

3. Información enviada al OS

3.1 Información a facilitar para el despacho de producción

Los sujetos deberán comunicar al OS la información necesaria para realizar la función de despacho de producción. Esta información se facilitará según los plazos especificados en los procedimientos de operación SENP 2.2. y 3.1.

Adicionalmente a lo establecido en los citados procedimientos de operación, y para aquellas unidades de generación que lo permitan (por ejemplo ciclos combinados), se deberá proporcionar información relativa a modos de funcionamiento, a través de los medios y formatos que especifique el OS.

El coste de cada uno de los combustibles utilizados en los SENP será el establecido por la Administración competente en el caso de las instalaciones de categoría A (según artículo 2 del RD 738/2015) que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo adicional. En el caso de las instalaciones de tipo A que no tengan derecho a la percepción de dicha retribución, los costes variables de despacho deberán ser comunicados al OS. En ausencia de comunicación por parte del agente, el OS, con su mejor criterio y previa información al agente, así como al regulador, aplicará los parámetros de despacho de tecnologías o grupos similares hasta la comunicación expresa del agente generador o del regulador.

Asimismo, los sujetos deberán proporcionar adicionalmente la información que se requiera en los distintos Procedimientos de Operación.

3.2 Modificación de la mezcla de combustible en unidades de producción.

En aquellos grupos para los que no sea posible determinar a priori una mezcla de combustible habitual, al utilizar combustibles procedentes de otros procesos asociados o combustibles cuyas características técnicas no sean estándares, los sujetos podrán solicitar la utilización de una mezcla de combustible variable dentro de un rango, que deberá ser autorizada por la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la CNMC. En dichos casos, el titular de la instalación deberá comunicar al OS, con un plazo de una semana, las horas de uso de la mezcla de combustible autorizada para su utilización a efectos de despacho y liquidación.

En los casos en los que una unidad de producción necesite temporalmente utilizar un combustible o mezcla de combustible distinta de las autorizadas para mantener su programa previsto de producción, informará al OS de las características de combustible o mezcla de combustible y la duración prevista del cambio, con una antelación mínima de un mes. El operador del sistema comunicará al peticionario su decisión en el plazo de 10 días naturales. Dichas autorizaciones excepcionales serán informadas anualmente a la DGPEM indicando las causas que motivaron el cambio de combustible o mezcla, las características técnicas del combustible o mezcla autorizada y la duración de la autorización.

ANEXO III. Otras informaciones que los sujetos en los TNP deben enviar al Operador del Sistema

El OS será el responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación de los SENP descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, del transportista, de los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte y de los gestores de las redes de distribución facilitar al OS la información que éste le requiera para el ejercicio de sus funciones. Será obligatorio el envío al OS, por parte de distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte) y del transportista, del listado de agrupaciones de instalaciones de producción de potencia neta no superior a 15 MW (tipo B) conectadas a sus redes.

Asimismo, los gestores de distribución recabarán de las instalaciones tipo B de su ámbito, la información necesaria para la operación y la enviarán al OS con la periodicidad que éste precise.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en tres horizontes temporales: a los tres días (día D+4, siendo el día D el día de programación), antes del día 20 del mes M+1, y antes del día 20 del mes de enero de cada año, al objeto de 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.

1. Datos a enviar a los tres días

Los sujetos de los SENP facilitarán al OS 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.

- Producciones de los MGE térmicos en bornes del alternador (b.a.).
- Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.).
- 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:

- Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.
- Vertidos.

Incidentes en la Red de Transporte.

Producción de instalaciones tipo B (b.c.).

2. Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1

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

- Producción diaria bruta de MGE térmicos.
- Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.).
- Pérdidas de turbinación en centrales hidráulicas.
- 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, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.
- Entrada de combustible en centrales / MGE térmicos (en toneladas o metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Consumo de combustible en centrales / MGE térmicos (en toneladas o metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Existencias de combustible en centrales / MGE térmicos (en toneladas o metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
- Resultados de los análisis de comprobación de las especificaciones técnicas de cada partida de combustible adquirida.
- Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI y PCS)) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.
- Variaciones previsibles de la disponibilidad de los MGE (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento de operación por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

3. Datos Anuales

Antes del día 20 del mes de enero, serán enviados al OS los datos anuales de capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

ANEXO IV. Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones. Se detalla a continuación la información a remitir en función del tipo de instalación..

1. ELEMENTOS DE LA RED DE TRANSPORTE, ELEMENTOS DE LA RED OBSERVABLE DEL OS Y ELEMENTOS FRONTERA DE LA RED DE TRANSPORTE PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN, GENERACIÓN, DEMANDA, DISTRIBUCIÓN O ALMACENAMIENTO.

1.1. Interruptores

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores.
 - Posición del carro del interruptor (si aplica)
 - En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte.
 - Actuación de fallo de interruptor.

1.2. Seccionadores

- Señalizaciones
 - Posición de los seccionadores.

1.3. Líneas

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores.
 - Posición del carro del interruptor (si aplica)
 - Posición de los seccionadores.
 - En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:
 - Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.
 - Posición de los seccionadores de p.a.t
 - Señalización del automatismo de reposición (si aplica)
 - Actuación del fallo de interruptor
- Medidas
 - Potencia activa (MW).
 - Potencia reactiva (Mvar).
 - Tensión de la línea (kV)

○ 1.4. Transformadores, reactancias y condensadores

- Señalizaciones

- Posición de los interruptores
- Posición del carro del interruptor (si aplica)
- Posición de los seccionadores
- En elementos de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:
 - Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (solo transformadores) (si aplica o se requiere para el servicio de control de tensión).
 - Mando en local del regulador (solo transformadores) (si aplica).
 - Posición de los seccionadores de p.a.t.
 - Actuación de fallo de interruptor.
 - Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
 - Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
 - Actuación de protecciones que no permiten prueba.
- Medidas
 - Potencia reactiva en reactancias y condensadores (Mvar)
 - Potencia activa primario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva primario de transformador (Mvar)
 - Tensión del primario de transformador (kV)
 - En transformadores de la red de transporte y de conexión con la red de transporte:
 - Potencia activa secundario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva secundario de transformador (Mvar)
 - Potencia activa terciario de transformador (MW)
 - Potencia reactiva terciario de transformador (Mvar)
 - Toma del regulador
 -
 - Tensión secundario de transformador (kV) (si pertenece a la red de transporte o se requiere para el control de tensión).

1.5. Acoplamiento de barras

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores
 - Posición del carro del interruptor (si aplica)
 - Posición de los seccionadores
 - Actuación de protecciones en subestaciones de la red de transporte
- Medidas
 - Potencia activa (MW)
 - Potencia reactiva (Mvar)

1.6. Barras

- Señalizaciones
 - Actuación protección diferencial en subestaciones de la red de transporte.
- Medidas
 - Tensión por sección de barra (kV)
 - Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz)

Adicionalmente, en el caso de que sea necesario para la operación o seguridad del sistema, el OS podrá solicitar señales adicionales y, en concreto, las siguientes señales de las posiciones conectadas a la subestación frontera con la red de transporte:

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores
 - Posición de los seccionadores
- Medidas
 - Potencia activa (MW)
 - Potencia reactiva (Mvar)
 - Tensión (kV)

2. INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN, INSTALACIONES DE GENERACIÓN ASOCIADA A AUTOCONSUMO E INSTALACIONES DE BOMBEO

Se suministrará la información para instalaciones de producción, así como para instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, que superen el umbral para envío de telemidas al operador del sistema, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de generación deberá remitir la información del presente apartado que le sea de aplicación. Adicionalmente, el titular de la instalación de demanda asociada deberá remitir la información establecida en el apartado 3 del presente Anexo, según le sea de aplicación, incluidas las instalaciones de demanda con conexión a la red de distribución.

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente Anexo, conforme a la normativa de aplicación.

2.1. MGE con capacidad de regulación

- Señalizaciones
 - Estado local/remoto de regulación secundaria del MGE
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control
- Medidas
 - Banda de potencia activa en control a subir
 - Banda de potencia activa en control a bajar

2.2. Instalaciones de generación de categoría A (según artículo 2 del RD 738/2015)

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores de cada MGE
 - Modo de funcionamiento del MGE, cuando exista más de un modo posible. Señales de cada modo y cambios de modo
 - Señal de acoplamiento/desacoplamiento del MGE
- Medidas
 - Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)
 - Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (Mvar)
 - Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW)
 - Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (Mvar)
 - Potencia activa en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (MW).
 - Potencia reactiva en baja de transformador de máquina, sin descontar los consumos propios de la unidad de generación (Mvar). Tensión en alta del transformador de máquina (kV)
 - Tensión en baja del transformador de máquina (kV)

2.3. Instalaciones de generación de categoría B (según artículo 2 del RD 738/2015)

- Señalizaciones
 - Posición de los interruptores del MGE
 - Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte
- Medidas

- Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.
- Potencia reactiva producida/absorbida (Mvar), descontando los consumos propios de las unidades de generación
- Medida de tensión (kV)
- En el caso de instalaciones de bombeo puro: horas de bombeo y turbinación disponibles (horas*MGE). Con actualización horaria.
- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW). Esta medida debe tener en consideración cualquier factor que pueda mermar la producción real (indisponibilidad de unidades, medidas de protección de equipos, etc.), constituyendo fiel reflejo de la capacidad de producción real de la instalación en cada instante.
 - Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).
 - Velocidad de viento (m/s) en su caso.
 - Dirección de viento (grados) en su caso.
 - Irradiancia (W/m2) en su caso.

2.4 Instalaciones a las que le sean de aplicación los requisitos técnicos del PO 12.2 o normativa posterior que lo sustituya

- Señalizaciones
 - Estado activo/inactivo del modo automático de regulación Potencia-frecuencia (MRPF)

2.5. Instalaciones no conectadas a la red de transporte o red observable con obligación de adscripción a un centro de control de generación

- Señalizaciones
 - Estado de conexión de la instalación con la red de distribución
- Medidas
 - Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
 - Potencia reactiva producida/absorbida (Mvar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación

- Medida de tensión (kV)
- En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:
 - Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
 - Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 con actualización horaria (MWh).

▬

2.6. Resto de instalaciones de generación con obligación de envío de telemidas en tiempo real

- Medidas
 - Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
 - En caso de que a la instalación le sean de aplicación los requisitos técnicos definidos en el PO 12.2, potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación

2.7. Compensadores síncronos

- Señalizaciones
 - Estado de conexión.
 - Modo de funcionamiento, si aplica.
- Medidas
 - Potencia reactiva (Mvar).
 - Tensión (kV).

2.8. Instalaciones de producción del tipo descrito en la DT undécima RD 738/2015

Para las instalaciones que por sus características singulares no puedan incluirse dentro de ninguna de las tecnologías definidas en el artículo 2 el operador del sistema podrá requerir la información en tiempo real que considere necesaria para ejercer sus funciones.

3 INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DEMANDA CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE E INSTALACIONES DE DEMANDA CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN QUE TENGAN ASOCIADA UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN EN AUTOCONSUMO.

En el caso de instalaciones con autoconsumo, el titular de la instalación de demanda deberá remitir la información establecida en el presente apartado, si le es de aplicación.

Adicionalmente, el titular de la instalación de generación deberá aportar la información establecida en el apartado 2 del presente Anexo.

En el caso de instalaciones de demanda con una instalación de generación asociada, la potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) a la que hacen referencia los siguientes subapartados deberá exceptuar los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

En el caso de instalaciones con elementos de almacenamiento asociados, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 4 del presente Anexo, conforme a la normativa de aplicación.

Se suministrará la información para instalaciones demanda o agrupaciones de las mismas conectadas a la red de transporte con potencia máxima contratada superior a 0,5 MW.

3.1. Interruptores

- Señalizaciones
 - Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.

3.2. Líneas

- Medidas
 - Potencia activa consumida (MW).
 - Potencia reactiva producida/consumida (Mvar).
 - Tensión en el punto de conexión (kV).

En el caso de instalaciones de demanda con capacidad de regulación:

- Señalizaciones
 - Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de demanda.
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control.
- Medidas
 - Banda de potencia activa en control a subir
 - Banda de potencia activa en control a bajar

Adicionalmente, las instalaciones conectadas a la red de transporte deberán enviar la información que les sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

4. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO, EXCEPTO INSTALACIONES DE BOMBEO

- Señalizaciones

- Estado de conexión de la instalación con la red de transporte o la red de distribución, en el caso de instalaciones individuales.
- Medidas
 - Potencia activa inyectada/consumida (MW).
 - Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar), en el caso de instalaciones individuales.
 - Tensión (kV), en el caso de instalaciones individuales.
 - Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).

En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte, adicionalmente se deberá enviar la información que sea de aplicación recogida en el apartado 1 de este Anexo para la instalación frontera con la red de transporte.

En el caso de instalaciones de almacenamiento con capacidad de regulación:

- Señalizaciones
 - Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.
 - Tipo de regulación secundaria, control/no control.
- Medidas
 - Banda de potencia activa en control a subir
 - Banda de potencia activa en control a bajar

ANEXO V. Información a enviar por el operador del sistema en tiempo real al gestor de la red de distribución

El objeto de este documento es determinar la información en tiempo real que el OS deberá enviar al GRD para el adecuado ejercicio de sus funciones, siempre que el OS disponga de la misma.

1. Elementos de la red observable del GRD, incluyendo los elementos frontera con la red observable del GRD para la conexión de instalaciones de producción, generación, demanda y almacenamiento.

1.1. Interruptores

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

Posición del carro del interruptor (si aplica).

En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Actuación de fallo de interruptor.

1.2. Seccionadores

Señalizaciones

Posición de los seccionadores.

1.3. Líneas

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

Posición del carro del interruptor (si aplica).

Posición de los seccionadores.

Modos de funcionamiento (HVDC)

En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Señalización del automatismo de reposición (si aplica).
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación del sistema de protección primaria o secundaria.

Medidas

Potencia activa (MW).

Potencia reactiva (MVar).

Tensión de la línea (kV).

Consignas (HVDC).

1.4. Transformadores, reactancias y condensadores.

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

Posición del carro del interruptor (si aplica).

Posición de los seccionadores.

Modos de funcionamiento (transformadores desfasadores).

En elementos de conexión de la red de distribución bajo su gestión con la red de transporte:

- Posición de los seccionadores de p.a.t.
- Actuación del fallo de interruptor.
- Actuación de protecciones que permiten prueba inmediata.
- Actuación de protecciones que permiten prueba al cabo de un tiempo.
- Actuación de protecciones que no permiten prueba.

En transformadores de la red de transporte:

- Regulación automática de tensión en/fuera de servicio (si aplica).
- Mando en local del regulador de tensión (si aplica).

Medidas

- Potencia reactiva en reactancias y condensadores (MVar).
- Potencia activa del lado observable de transformador (MW).
- Potencia reactiva del lado observable de transformador (MVar).
- Tensión del lado observable de transformador (kV).
- Toma del regulador (transformadores de la red de transporte).
- Consignas (transformadores desfasadores).

1.5. Acoplamiento de barras

Señalizaciones

- Posición de los interruptores.
- Posición del carro del interruptor (si aplica).
- Posición de los seccionadores.

Medidas

- Potencia activa (MW).
- Potencia reactiva (MVar).

1.6. Barras

Medidas

- Tensión por sección de barra (kV).
- Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

2. Información de la red de transporte para la aplicación de la metodología para llevar a cabo el control de la tensión en el punto frontera transporte-distribución.

2.1. Barras de los nudos piloto de la red de transporte pertenecientes a las zonas eléctricas del gestor de la red de distribución

Medidas

- Tensión por sección de barra (kV).

3. Instalaciones de producción, instalaciones de generación asociada a autoconsumo e instalaciones de bombeo conectadas a la red del GRD.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones o agrupaciones de las mismas que superen el umbral para envío de telemedidas al operador del sistema, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3.1. MGE con capacidad de regulación

Señalizaciones

- Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.
- Tipo de regulación secundaria, control/no control.

3.2. Instalaciones de generación de categoría A (según artículo 2 del RD 738/2015)

Señalizaciones

- Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad.

Medidas

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar).
- Tensión en alta del transformador de máquina (kV).
- Tensión en baja del transformador de máquina (kV).
- En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor

asociado, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

3.3. Instalaciones de generación de categoría B (según artículo 2 del RD 738/2015)

Señalizaciones

Posición de los interruptores de cada módulo de generación de electricidad o en su defecto estado de conexión de la instalación con la red de distribución.

Medidas

Potencia activa producida (MW), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

Potencia reactiva producida/absorbida (MVar), descontando los consumos propios de las unidades de generación.

Medida de tensión (kV).

En el caso de instalaciones con autoconsumo: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida o producida (MVar) por el consumidor asociado, exceptuando, si procede, los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

4. Instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución bajo su gestión que participen en servicios de ajuste con una unidad física con localización eléctrica específica o en cualquier otro servicio de respuesta de demanda.

Señalizaciones

Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.

Medidas

Potencia activa consumida (MW).

Potencia reactiva producida/consumida (MVar).

En caso de que la instalación de demanda participe en el servicio de control de tensión:

- Tensión (kV).

En el caso de instalaciones de demanda con capacidad de regulación:

Señalizaciones

Estado local/remoto de regulación secundaria de cada módulo de generación de electricidad.

Tipo de regulación secundaria, control/no control.

5. Instalaciones de almacenamiento con una unidad física con localización eléctrica específica, excepto instalaciones de bombeo, conectadas a la red de distribución bajo su gestión.

Este apartado será de aplicación a las instalaciones o agrupaciones de las mismas que superen el umbral para envío de telemidas al operador del sistema, según se define en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Señalizaciones

Estado de conexión de la instalación con la red de distribución.

Medidas

Potencia activa inyectada/consumida (MW)

Potencia reactiva inyectada/consumida (MVar).

Tensión (kV).

Medida del estado de carga de la instalación (porcentaje respecto a su capacidad máxima).

En el caso de instalaciones de almacenamiento con capacidad de regulación:

Señalizaciones

Estado local/remoto de regulación secundaria de la instalación de almacenamiento.

Tipo de regulación secundaria, control/no control.

ANEXO VI. Informe de incidentes

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre un incidente son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación, conforme al formato establecido por el OS:

- a) Sistema fecha y hora del incidente
- b) Registros oscilográficos y, cuando le sea requerido, cronológico de las protecciones que han actuado, cronológico del sistema de control de subestaciones afectadas por el incidente, y ficheros de ajustes completos de los equipos de protección que han actuado, en formato electrónico descargados de los equipos de protección.
- c) Instalaciones de transporte, distribución y/o elementos del sistema eléctrico que estén directamente involucrados y también afectados por el incidente, y duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato registrado o estimado).
- d) Afectación directa a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: nombre del consumidor o distribuidor propietario de la instalación conectada a la red de transporte, ubicación (municipio y provincia), tipo (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) y número de clientes afectados (con detalle específico del número de clientes de cada uno de los tipos anteriores), demanda interrumpida (en MW), energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (en minutos, con indicación de si se trata de dato registrado o estimación). Asimismo, se dará información cronológica lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.
- e) Afectación a la generación: MGE afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato registrado o estimación). Daños constatados.
- f) Descripción del incidente (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).
- g) Toda otra documentación y/o registros de equipos que pudiera ser solicitada por el OS por causas justificadas y/o para el cumplimiento de las funciones asignadas en la regulación vigente.