

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DEL OPERADOR DEL SISTEMA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 9 “INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA”

Expediente INF/DE/0175/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D.^a Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 30 de abril de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función consultiva establecida en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, según lo establecido en la Disposición transitoria décima de la misma Ley 3/2013, de 4 de junio, acuerda emitir el siguiente informe sobre la Propuesta del Operador del Sistema de pruebas de modificación del Procedimiento de Operación 9 “Información intercambiada por el operador del sistema”:

1. Antecedentes

El Procedimiento de Operación 9 vigente (en adelante P.O.9) fue aprobado mediante Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de varios procedimientos de operación del Sistema Eléctrico para su adaptación a nueva normativa eléctrica.

El objeto del P.O.9 es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema (OS) con los distintos sujetos del sistema eléctrico, con la finalidad de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla. Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a los datos estructurales de las instalaciones del sistema eléctrico, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información intercambiada para la adecuada operación del sistema, la información necesaria para la elaboración de las

estadísticas relativas a la operación del sistema, la requerida para el análisis de las incidencias del sistema eléctrico, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica. Se establece en este Procedimiento la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el OS y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

El desarrollo del P.O.9 se basa fundamentalmente en los criterios de publicidad de información establecidos en el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. Sin embargo, en los últimos años se han producido diversos desarrollos normativos, tanto en el ámbito nacional como especialmente en el comunitario, que afectan al tratamiento y publicidad de la información correspondiente a los procesos relacionados con los mercados mayoristas de la energía y, por tanto, entre otros, con el Mercado de Producción Eléctrica. En relación a los referidos desarrollos normativos destacan los siguientes:

Reglamento (UE) nº 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT). Este Reglamento establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a dicho mercado, entendido éste como el conjunto de mercados de contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados miembros, y fija un marco normativo específico para la supervisión de los mercados mayoristas de energía a nivel europeo, en consonancia con las normas aplicables a los mercados financieros y con el funcionamiento adecuado de dichos mercados mayoristas de la energía, teniendo en cuenta sus características específicas.

Respecto a la publicidad de información, el artículo 4.1 del REMIT obliga a los participantes en el mercado a difundir, de manera efectiva y oportuna, la información privilegiada en su poder relativa a empresas o instalaciones que ellos mismos, o su empresa matriz o conexas, posean o dirijan, o sobre las que dichos participantes o empresas tengan responsabilidades operativas, ya sea total o parcialmente. Dicha difusión incluye información relacionada con la capacidad y la utilización de las instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad, incluida la indisponibilidad planificada o no de dichas instalaciones.

Por otra parte, el artículo 8 de REMIT establece la obligación de los participantes en el mercado mayorista de la energía, bien directamente o bien a través de una persona o entidad autorizada para actuar en su nombre, de reportar a ACER el listado de las operaciones realizadas en los mercados mayoristas de la energía, incluidas las órdenes para realizar operaciones, así como los datos fundamentales del mercado.

A este respecto, los actos de ejecución de la Comisión Europea, adoptados a través del Reglamento de Ejecución (UE) N° 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, determinan el listado de contratos y derivados (incluidas las órdenes), así como los datos fundamentales del mercado, que deben ser reportados a ACER, con el detalle de la información a reportar y el procedimiento de comunicación. Adicionalmente, como herramienta de apoyo para la interpretación y aplicación de REMIT, ACER ha publicado tres ediciones de la Guía de la Agencia para la aplicación del citado Reglamento.

Reglamento (UE) n° 543/2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad (Reglamento de Transparencia). Este Reglamento establece el conjunto común mínimo de datos relativos a la generación, el transporte y el consumo de electricidad que debe ponerse a disposición de los participantes en el mercado, previendo la recogida y publicación centralizadas de los datos. Dicho Reglamento modifica además el anexo I del Reglamento (CE) n° 714/2009.

Respecto a la publicidad de información, el artículo 3 del Reglamento prevé la creación de una plataforma centralizada de transparencia, gestionada por ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), que contendría toda la información que, en aplicación del Reglamento, los operadores de los sistemas deben facilitar, esto es, datos sobre: demanda; indisponibilidades de generación, consumo y red; previsiones de demanda, generación y cobertura; infraestructuras de transporte; capacidades de interconexión y su uso efectivo; gestión de congestiones; energías de balance; etc. Esta plataforma entró en funcionamiento el pasado 5 de enero de 2015.

Otros cambios normativos a los que se adapta el P.O.9:

- La Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, por la que se eliminan los conceptos de régimen especial y régimen ordinario de generación.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, destinado a la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Con fecha 19 de noviembre de 2014 tuvo entrada en esta Comisión oficio de la Secretaría de Estado de Energía adjuntando para informe preceptivo (función consultiva, según lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio), previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo (disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio), la propuesta recibida del

operador del sistema de modificación del P.O. 9 “Información intercambiada por el operador del sistema”, para su adaptación a los cambios normativos referidos, así como para la introducción de otras mejoras y corrección de erratas.

El día 21 de noviembre de 2014, la CNMC remitió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta, al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles.

2. Contenido de la propuesta objeto de este informe

La propuesta recibida de la Secretaría de Estado de Energía tiene por objeto adaptar el P.O.9 a los cambios normativos referidos en el expositivo precedente, en concreto, recoger las obligaciones de publicación e intercambio de información que resultan aplicables al operador del sistema, ajustando en la medida de lo posible los datos y/o periodicidades de publicidad en España a los requeridos por las normas comunitarias, así como la introducción de otras mejoras y corrección de erratas.

A continuación se enumeran los principales cambios que motivan la modificación del P.O.9:

- Se adaptan los criterios de publicidad del procedimiento a los requerimientos que imponen al OS los Reglamentos comunitarios citados anteriormente.
- Se elimina la mención a las categorías de régimen ordinario y régimen especial, introduciendo un desglose por tecnología de producción.
- Se elimina la referencia a las subastas explícitas diarias en IFE (la asignación diaria de capacidad España-Francia se lleva a cabo mediante acoplamiento de mercados) e IPE (la asignación de capacidad España-Portugal, que se lleva a cabo por medio de subastas de productos financieros).
- Se recoge la publicación de información correspondiente al servicio de reserva adicional a subir (P.O.3.9).
- Se eliminan aquellos aspectos ya recogidos en normativa de mayor rango sobre centros de control, envío de telemidas, etc.
- Se incluye la "Demanda del trasvase Tajo-Segura" en los apartados referentes al envío de datos en ciertos periodos, actualizando también la información solicitada por el OS a centrales/grupos térmicos.
- Se sustituyen las referencias a la CNE por la CNMC.
- Se modifica el apartado referente a "Seguridad del servicio de acceso privado" para adaptarlo a la evolución de la tecnología y reducir los costes de gestión de certificados digitales.
- Se recoge el acceso de los gestores de la Red de Distribución a los datos de instalaciones ubicadas en su ámbito de gestión en dicha red.
- Se habilita la cesión de los datos de la BDE (Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico) a terceros, hasta ahora

imposibilitado en términos reales, aun cuando ello fuera necesario para el adecuado ejercicio de las funciones y obligaciones en el ámbito del sistema eléctrico y para el adecuado diseño y desarrollo del mismo. A título ilustrativo, cabe citar la cesión de datos de los modelos estáticos y dinámicos del sistema eléctrico español al fabricante de la nueva interconexión en corriente continua HVDC con Francia (proyecto INELFE) o a ENTSO-E, para la realización de estudios de seguridad y planificación a nivel europeo.

- Se realizan mejoras en la descripción de la información contenida en ciertos apartados, así como su estructura y su contenido.

3. Consejo Consultivo de Electricidad

En el transcurso del periodo de consulta, se ha recibido respuesta de los siguientes sujetos:

- **Administraciones:** la Generalitat de Catalunya y el Gobierno de Extremadura, ambos sin comentarios.
- **Asociaciones:** la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE); la Cooperativa Industrial de Distribuidores de Electricidad (CIDE); la Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición (AECOSAN) -sin comentarios-; la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).
- **Empresas:** Acciona Energía S.A., Endesa S.A., Iberdrola España S.A.U. e Iberdrola Distribución Eléctrica.

En el Anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad (**ANEXO CONFIDENCIAL**). Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos más relevantes de estos comentarios.

Los sujetos consideran en general adecuada la adaptación propuesta del P.O.9. No obstante, se han recibido numerosas observaciones a los detalles del procedimiento. Estas observaciones son muy semejantes entre los distintos agentes de un mismo tipo, lo que indica una discrepancia común entre el colectivo y la propuesta de procedimiento.

Los productores o representantes en mercado de unidades de producción del antiguo régimen especial (renovables, cogeneración y residuos), regulados actualmente por el Real Decreto 413/2014, consideran excesiva la información que se les exige remitir al operador del sistema, tanto en el detalle y naturaleza de la misma (modelos de respuesta dinámica, que debe proporcionar el fabricante y suele considerarlos confidenciales), como en la periodicidad (actualización en tiempo real de la potencia producible, la cual según ellos no presenta tanta variabilidad). Adicionalmente, consideran que no puede hacerse responsables a sus representantes en mercado sino a los propietarios, del envío y veracidad de información técnica sobre las unidades de generación.

Otros comentarios respecto a la información facilitada al operador del sistema por los generadores que pueden sintetizarse en los siguientes puntos:

- No incorporar el requerimiento de especificar el origen del carbón utilizado como materia prima en las centrales térmicas convencionales.
- Armonizar los umbrales de notificación de indisponibilidades vigentes en los distintos procedimientos de operación (mantenimientos, averías, etc.).
- No incorporar el requerimiento de medir los consumos auxiliares de los cogeneradores.
- No incorporar el requerimiento en tiempo real de las horas de bombeo y turbinación disponibles en las centrales de bombeo.
- Limitar el requisito de envío del producible hidráulico de 4 horas a las unidades significativas y no a todas las unidades de programación hidráulica.

Por otra parte, los gestores de la red de distribución, argumentan que en el artículo 40.3.d de la Ley 24/2013 se establece como derecho de las empresas distribuidoras el poder acceder a la información que precisen para el desarrollo de sus funciones, sin embargo, consideran insuficientes y confusas las disposiciones incluidas en el P.O.9 en relación con su acceso a la información manejada por el operador del sistema. En este sentido, proponen una redacción alternativa a diversos puntos del procedimiento, incluyendo un listado de información que debe facilitarles el operador del sistema y, en particular, piden acceso a la “información singular”, que en la nueva versión del procedimiento se establece como confidencial, esto es: códigos de programa fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones, e informes de validación de la idoneidad de cualquier modelo de estudio o de simulación. También apuntan la necesidad de coherencia entre el P.O.9 y el POD (Procedimiento de Operación de Distribución) homólogo sobre publicidad de información, actualmente en fase de desarrollo.

Respecto a los incidentes en la red de distribución que, según la nueva redacción del procedimiento, los gestores de dicha red han de notificar al operador del sistema, dichos gestores consideran que debe establecerse un claro límite en el tipo y magnitud de los sucesos que han de ser notificados y, en todo caso, limitarse a la red observable del operador del sistema.

En relación con la adaptación del P.O.9 a REMIT, los sujetos solicitan que se especifique que el operador del sistema asume el rol de publicar de manera centralizada la información sobre operaciones realizadas en los mercados mayoristas de electricidad, así como la información que se considere privilegiada, en nombre de los participantes en el mercado, convirtiéndose así en proveedor de un servicio de reporting que garantice a los participantes del mercado el cumplimiento de la normativa vigente.

Por otra parte, respecto a la publicidad de información por parte del operador del sistema, se han recibido diversos comentarios, casi todos en el sentido de incrementar la transparencia:

- Separar la generación solar térmica de la fotovoltaica en los datos publicados por tecnología de producción.
- Mantener la publicación actual de previsión de demanda en horizonte de semana móvil.
- Añadir en la información estructural del e-sios público la relación entre distintas entidades: unidades de programación, unidades físicas, zonas de regulación y sujetos del mercado.
- Añadir un horizonte semanal a las previsiones eólica y solar.
- Adelantar la publicación de resultados de los mercados de ajuste al horizonte diario en vez de a los tres días.
- Retrasar la publicación de las cuotas por agente en cada mercado a M+3, para que sea equivalente a la publicidad dada en las reglas del mercado.

Adicionalmente, se solicita por parte de varios sujetos la publicación de datos sobre volumen y coste variable de aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, ya que la Orden IET/2013/2013 que regula este servicio equipara su activación con los servicios de ajuste del sistema, por lo que consideran debe aplicársele un grado de transparencia equiparable al de estos últimos.

Por último, un sujeto solicita que se publique información diaria de limitaciones de programa por restricciones técnicas, desglosada por unidad de programación, tal que permita diferenciar la causa de participación de cada unidad en el mercado intradiario. También solicita una revisión de los medios utilizados por el operador del sistema para publicar información, en concreto, obligándole a facilitar medios que permitan procesos de descarga automática de información, especialmente en relación con las medidas almacenadas en el concentrador principal.

4. Consideraciones

4.1 Sobre la adaptación del P.O.9 a REMIT

El Reglamento (UE) Nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (en adelante, REMIT), establece en su artículo 4 la obligación de publicar información privilegiada, relativa a los mercados mayoristas de la energía, en los siguientes términos:

“Artículo 4: Obligación de publicar la información privilegiada.

1. Los participantes en el mercado difundirán, de manera efectiva y oportuna, la información privilegiada en su poder relativa a empresas o instalaciones que ellos mismos, o su empresa matriz o conexas, posean o dirijan, o sobre las que dichos participantes o empresas tengan responsabilidades operativas, ya sea total o parcialmente. Dicha difusión incluirá información relacionada con la capacidad y la utilización de las instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad o de gas natural, o relacionada con la capacidad y la utilización de instalaciones de GNL, incluida la indisponibilidad planificada o no de dichas instalaciones.
2. *Cualquier participante en el mercado podrá, bajo su propia responsabilidad retrasar, con carácter excepcional, la difusión de la información privilegiada para no perjudicar sus intereses legítimos, siempre que tal omisión no sea susceptible de confundir al público y que dicho participante en el mercado pueda garantizar la confidencialidad de esa información y no tome decisiones relacionadas con el comercio de productos energéticos a por mayor sobre la base de dicha información (...).*
3. (...)
4. La publicación de información privilegiada, aún cuando sea de forma agregada, de conformidad con los Reglamentos (CE) nº 714/2009 o (CE) nº 715/2009, o de directrices y códigos de red adoptados en virtud de dichos Reglamentos, constituye una divulgación pública simultánea, completa y eficaz.
5. En aquellos casos en que se conceda a un gestor de una red de transporte una excepción a la obligación de publicar determinados datos, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 714/2009 o el Reglamento (CE) nº 715/2009, dicho gestor también quedará exento de la obligación establecida en el apartado 1 del presente artículo en relación con dichos datos.
(...)
6. (...)
7. Los apartados 1 y 2 se entenderán sin perjuicio del derecho de los participantes en el mercado a retrasar la revelación de

información sensible relativa a la protección de infraestructuras críticas, en virtud del artículo 2, letra d), de la Directiva 2008/114/CE del Consejo, de 8 de diciembre de 2008, sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección, en caso de que dicha información esté clasificada en su país.”

Según el artículo 4 anterior, la obligación de publicar información privilegiada aplica a los participantes en el mercado. El artículo 2 del REMIT define a los participantes en mercado del siguiente modo:

“Artículo 2: Definiciones

7) *“participante en el mercado”*: cualquier persona, incluidos los gestores de la red de transporte, que realice transacciones, incluida la emisión de órdenes de realizar operaciones, en uno o varios mercados mayoristas de la energía.”

La obligación afectaría por tanto, en el mercado eléctrico español, a todos los agentes que operan en el mercado mayorista de la electricidad, entendido éste como el conjunto de mercados de contado y a plazos (organizados y no organizados), con liquidación física o financiera, así como al operador del sistema.

Respecto a qué información ha de publicarse exactamente bajo REMIT, el punto 1 del artículo 2 de REMIT define la información privilegiada:

“Artículo 2: Definiciones

A efectos del presente Reglamento, se entenderá por:

1) *“información privilegiada”*: la información de carácter concreto, que no se haya hecho pública, y que se refiere directa o indirectamente a uno o varios productos energéticos al por mayor, y que, de hacerse pública, podría afectar de manera apreciable a los precios de dichos productos energéticos al por mayor.”

A efectos de la presente definición se entenderá por información:

- a) *La información que deba hacerse pública obligatoriamente conforme a lo dispuesto en los Reglamentos (CE) n°714/2009 y (CE) n°715/2009, incluidas las directrices y los códigos de red adoptados en virtud de dichos Reglamentos,*
- b) *La información relacionada con la capacidad y la utilización de instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad o de gas natural, o relacionada con la capacidad y la utilización de instalaciones de GNL, incluida la indisponibilidad planificada o no de dichas instalaciones,*
- c) *La información que deba revelarse obligatoriamente en virtud de disposiciones legales o reglamentarias de la Unión*

o de un Estado miembro, las normas de mercado y los contratos o usos del mercado mayorista de la energía de que se trate, en la medida en que exista la probabilidad de que esta información tenga un efecto significativo sobre los precios de los productos energéticos al por mayor, y

- d) Cualquier otra información que, con toda probabilidad, un participante razonable en el mercado utilice para basar su decisión de realizar una transacción o de emitir una orden para realizar operaciones en relación con un producto energético al por mayor.

Se considerará que la información es de carácter concreto si indica una serie de circunstancias que existen o pueden esperarse razonablemente que vayan a existir, o indica un acontecimiento que ha ocurrido o puede esperarse razonablemente que vaya a ocurrir, y si es lo suficientemente específica como para permitir extraer una conclusión respecto al posible efecto de esa serie de circunstancias o ese acontecimiento sobre los precios de los productos energéticos al por mayor.”

El punto 4 del artículo 2 del mencionado Reglamento define qué debe considerarse como productos energéticos al por mayor:

“Artículo 2: Definiciones

A efectos del presente Reglamento, se entenderá por:

4) “productos energéticos al por mayor”: los siguientes contratos y productos derivados, con independencia del lugar y del modo en que sean negociados:

- a) contratos de suministro de electricidad o gas natural cuyo lugar de entrega esté ubicado en la Unión;*
- b) productos derivados relacionados con la electricidad o el gas natural producidos, negociados o entregados en la Unión;*
- c) contratos relacionados con el transporte de electricidad o gas natural en la Unión;*
- d) productos derivados relacionados con el transporte de electricidad o gas natural en la Unión.*

No se considerarán productos energéticos al por mayor los contratos de suministro y distribución de electricidad o gas natural destinados a su utilización por clientes finales. No obstante, se considerarán productos energéticos al por mayor los contratos de suministro y distribución de electricidad o gas natural destinados a clientes finales con una capacidad de consumo superior al umbral establecido en el punto 5, párrafo segundo;”

Por otra parte, el artículo 8 de REMIT establece la obligación de los participantes en el mercado mayorista de la energía, bien directamente o bien a través de una persona o entidad autorizada para actuar en su nombre, de

reportar a ACER el listado de las operaciones realizadas en el mercado mayorista de la energía, incluidas las órdenes para realizar tales operaciones, así como de los datos fundamentales del mercado. El P.O.9, como herramienta que describe los intercambios de información del operador del sistema, debe permitir el cumplimiento de las obligaciones que aplican a dicho operador, pero, de acuerdo con la propuesta recibida, no abarca el cumplimiento de las correspondientes a los participantes en los mercados, lo cual dichos participantes solicitan que se incorpore.

A este respecto, los actos de ejecución de la Comisión Europea, adoptados a través del Reglamento de Ejecución (UE) N° 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, determinan el listado de contratos y derivados (incluidas las órdenes), así como los datos fundamentales del mercado, que deben ser reportados a ACER, con el detalle de la información a reportar y el procedimiento de comunicación.

Si bien REMIT no especifica el medio a través del cual debe realizarse la publicación de información privilegiada (artículo 4) ni el reporte de datos a ACER (artículo 8), el Reglamento parece inclinarse por la posibilidad de que esta publicación se haga de forma centralizada o a través de un tercer sujeto:

Artículo 8.5. “(...) Las obligaciones de información de los participantes en el mercado se minimizarán gracias a la recopilación de la información requerida o de partes de la misma a partir de fuentes existentes, siempre que ello sea posible.”

En esta misma línea, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), ha publicado tres ediciones de la guía de ACER para la aplicación de REMIT, en la que se recoge una interpretación más concreta y detallada del contenido del Reglamento. Así, entre otros aspectos, se recogen recomendaciones para la aplicación de las definiciones contenidas en el artículo 2 de REMIT. Concretamente, en relación a la publicación de información privilegiada, en el apartado 7.2 de la tercera edición de la Guía de ACER se indica que la información debe publicarse de forma que se asegure su disponibilidad para el mayor público posible; y se cita la posibilidad de hacerlo a través de una plataforma centralizada del operador del sistema.

Hasta ahora, los agentes han elegido diferentes vías para dar cumplimiento al Reglamento en lo relativo a la publicación de la información privilegiada; unos publican la información requerida directamente en su propia web y otros están considerando cumplida dicha obligación a través de la información que el operador del sistema está remitiendo a la plataforma de transparencia de ENTSO-E. Ante la compleja operativa que ésta situación está provocando, se han recibido numerosas consultas de los agentes solicitando confirmación sobre si podrían entenderse cumplidas sus obligaciones de publicación de información privilegiada, de acuerdo a lo establecido en REMIT, a través de la publicación de información que realizará el OS con la nueva propuesta del P.O

9 o a través de la plataforma centralizada de transparencia, gestionada por ENTSO-E, operativa desde el 5 de enero de 2015.

En relación con la forma de publicar la información requerida por REMIT, -a través de la web de cada agente o bien de forma centralizada-, se considera que la plataforma única de publicación y/o intercambio centralizado de información debería ser la manera más eficiente y efectiva para dar cumplimiento a REMIT, en línea con lo previsto en el artículo 8 del Reglamento y en la interpretación que efectúa ACER a través de la tercera edición de la su guía para la aplicación de dicho Reglamento.

Ahora bien, en cuanto a la posibilidad de dar por cumplidas las obligaciones de publicación de información establecidas a los agentes en REMIT, si bien la propuesta de P.O.9 recoge, con carácter esencial, dichas obligaciones, es necesario realizar las siguientes consideraciones a este respecto:

- Por una parte, REMIT establece claramente que el agente ha de publicar la información privilegiada en su poder, tan pronto se disponga de la misma, y se determinan las consecuencias en caso de incumplimiento. Esto implica que la responsabilidad recae sobre los agentes, por lo que, para articular adecuadamente las relaciones entre tales agentes y el operador del sistema (a los efectos de dar satisfacción a la obligación impuesta a aquéllos mediante la publicación llevada a cabo por éste), deberían contemplarse dichos aspectos en una disposición con rango normativo suficiente, estableciéndose una delimitación clara de las responsabilidades de cada sujeto, en especial, en lo referente al momento de publicación. En este sentido, cabe señalar que algunos agentes han solicitado al OS la posibilidad de que publique cualquier información que considere necesaria hacer pública para cumplir con REMIT, así como la realización de un contrato de servicios para llevar a cabo esta tarea.
- La propuesta de P.O.9 recoge lo previsto en el Reglamento de Transparencia, estableciendo un umbral de 100 MW, a efectos de las publicaciones que debe realizar el OS respecto a las indisponibilidades de generación y de consumo. Sin embargo, según REMIT, la información que ha de ser publicada podría tener un ámbito más amplio. Así, en el artículo 2.1 de REMIT se establece que se entenderá por información privilegiada aquella que “(...) de hacerse pública, podría afectar de manera apreciable a los precios de dichos productos energéticos al por mayor, (...)”. Por su parte, en el artículo 4 (“Obligación de publicar información privilegiada”) no se contempla ningún umbral a efectos de publicar la información privilegiada de las indisponibilidades de generación y de consumo, pudiendo ser, por tanto, el ámbito de aplicación de la obligación de publicación más amplio al recogido en el P.O.9. Por ello, convendría , al igual que en el caso anterior,

que una norma de rango suficiente, previera un umbral indicativo ¹ que se considerara oportuno, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 2.1 citado.

En resumen:

- La propuesta de P.O.9 recoge las obligaciones aplicables al operador del sistema respecto a la publicación de información privilegiada prevista en el artículo 4 de REMIT, así como parte de las obligaciones de los participantes en el mercado (por ejemplo, indisponibilidades de instalaciones y programas de energía), todo ello, por encima de un umbral previsto de 100 MW.
- Se considera que sería adecuado el establecimiento de una plataforma centralizada por parte del operador del sistema para la publicación de la información prevista en REMIT, a efectos de transparencia y eficiencia en la divulgación de la información privilegiada. Este enfoque facilita el acceso a la información a los participantes del mercado, y en consecuencia agiliza su capacidad de toma de decisiones. Asimismo, permite llevar a cabo la labor de supervisión del cumplimiento de las obligaciones de los agentes por parte de la CNMC con una mayor garantía. No obstante, para que pueda entenderse cumplida la obligación de publicación de información establecida a los agentes en REMIT a través de dicha plataforma del operador del sistema, esta circunstancia debería contemplarse en una disposición con rango normativo suficiente, en la que se delimiten las responsabilidades a efectos del cumplimiento de este Reglamento y se definan los umbrales indicativos de remisión de información. En este sentido, podría reducirse el umbral de 100 MW, contemplado en la propuesta de P.O.9, de tal forma que el OS pudiera publicar toda la información de que dispone en cada momento², según los umbrales

¹ Téngase en cuenta a estos efectos lo señalado en la 3ª Guía de ACER de 29 de octubre de 2013 sobre la implementación REMIT « *According to Commission Regulation (EU) No 543/2013, information relating to planned unavailability of 100 MW or more of a consumption unit, generation unit or of interconnections and in the transmission grid shall be made available to the public through the ENTSO-E transparency platform. Having this in mind, the Agency has considered whether an indicative threshold could be provided for the purpose of the definition of inside information under REMIT.*

Regardless of whether indicative thresholds are applied by market participants, NRAs should ensure that market participants are aware that a planned or unplanned change in the capacity or output of any size at a facility for production, storage, consumption or transmission of natural gas or electricity may constitute inside information if it meets the criteria outlined in Article 2(1) of REMIT. It is up to market participants to judge whether information that they hold constitutes inside information and therefore needs to be made public.

The notion of “inside information” is likely to be subject to interpretation by national and European Courts»

² El P.O. 3.6 establece en 30 MW el umbral para la comunicación al OS de indisponibilidades sobrevenidas de las unidades de producción. El P.O. 2.5 establece el umbral en 50 MW para la comunicación de planes de mantenimiento de las unidades de producción.

establecidos en el resto de procedimientos de operación. De esta manera, se facilitaría la implementación del Reglamento de una manera centralizada³.

Asimismo, para que el OS pudiera proporcionar cualquier tipo de servicio de reporting a los agentes en el ámbito del artículo 8.5 de REMIT, tal y como está contemplado en el Reglamento, debería estar prevista en la normativa nacional dicha posibilidad, así como la retribución correspondiente al OS por dicho servicio.

4.2 Sobre la publicación de indisponibilidades de generación

Según se ha indicado anteriormente, REMIT establece, en su artículo 4, que *“los participantes en el mercado difundirán, de manera efectiva y oportuna, la información privilegiada en su poder [...] incluida la indisponibilidad planificada o no de dichas instalaciones.”*, definiéndose, en el artículo 2.1 como *“información privilegiada” aquella información de carácter concreto, que no se haya hecho pública, y que se refiere directa o indirectamente a uno o varios productos energéticos al por mayor, y que, de hacerse pública, podría afectar de manera apreciable a los precios de dichos productos energéticos al por mayor*. De acuerdo a REMIT, las indisponibilidades de generación, tanto planificadas como sobrevenidas, y con independencia del umbral de potencia neta de la instalación, deben publicarse, dado que se trata de información privilegiada y su conocimiento puede alterar los precios del mercado.

Ya algunos agentes generadores han procedido a publicar sus indisponibilidades en sus páginas web. La propuesta de P.O 9 por su parte prevé en su apartado 5.9.1 que el operador del sistema dé publicidad a las indisponibilidades y planes de mantenimiento comunicados por los sujetos del mercado correspondientes a unidades de generación, consumo y consumo de bombeo de potencia neta igual o superior a 100 MW. Este umbral de 100 MW corresponde al establecido para el Reglamento de Transparencia, no así por REMIT que, como se ha mencionado, no establece umbral alguno, por lo que la propuesta de P.O.9 garantiza el cumplimiento de la obligación prevista en el primer Reglamento pero no en el segundo.

Por otra parte, se ha puesto de manifiesto en múltiples ocasiones, tanto en informes de la CNMC como de las extintas CNE y CNC⁴, que pueden darse

³ Esta circunstancia mejoraría la situación para ciertos participantes en los mercados mayoristas de la energía, que verían cumplida su obligación de publicar información privilegiada (artículo 4 de REMIT) a través de la plataforma centralizada del OS, en lugar de tener que publicarla a través de sus páginas web.

⁴ La extinta Comisión Nacional de Competencia se manifestó en la fase de trámite de audiencia de REMIT, contraria a la publicación de las indisponibilidades de las instalaciones de generación por facilitar el abuso de las posiciones de dominio que suelen aportar la localización de algunas centrales para la resolución de restricciones.

casos en los que el conocimiento de la indisponibilidad de una central, pueda facilitar el abuso de una posición de dominio en el proceso de resolución de restricciones técnicas zonales, a otras centrales ubicadas en la misma zona que la indisponible.

Como consecuencia de lo anterior, se considera que la publicación de esta información privilegiada podría realizarse de forma agrupada por tecnologías, sin incluir información zonal, lo que permitiría dar cumplimiento a REMIT, dado que está prevista la opción de publicación agrupada en el artículo 4.4 del citado Reglamento.

De esta forma, se daría cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 de REMIT (sin perjuicio de lo ya indicado sobre umbral indicativo) evitándose el posible abuso de poder de mercado en restricciones técnicas.

4.3 Sobre la publicación de indisponibilidades de red

Según se ha indicado anteriormente, el artículo 4 de REMIT, impone a los participantes en el mercado la obligación de publicar información privilegiada que se refiera a "(...) *empresas o instalaciones que ellos mismos, o su empresa matriz o conexas, posean o dirijan, o sobre las que dichos participantes o empresas tengan responsabilidades operativas, ya sea total o parcialmente (...)*", incluyendo "(...) *información relacionada con la capacidad y la utilización de las instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad*" [...] "*incluida la indisponibilidad planificada o no de dichas instalaciones*". De acuerdo con el artículo 4.7 de REMIT esta obligación ha de entenderse "(...) *sin perjuicio del derecho de los participantes en el mercado a retrasar la revelación de información sensible relativa a la protección de infraestructuras críticas, en virtud del artículo 2, letra d), de la Directiva 2008/114/CE del Consejo, de 8 de diciembre de 2008, sobre la identificación y designación de infraestructuras críticas europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección, en caso de que dicha información esté clasificada en su país*".

Por otra parte, el artículo 10 del Reglamento de Transparencia, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad, prevé que los gestores de la red de transporte deberán facilitar a la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad ("REGRT de electricidad": ENTSO-E, por sus siglas en inglés) la información relativa a la indisponibilidad de instalaciones de transporte, a los efectos de la publicación de esta información en la plataforma de REGRT de electricidad. De acuerdo con el artículo 10.4 de este Reglamento los gestores de la red de transporte " (...) *podrán optar por no identificar el activo en cuestión y no precisar su emplazamiento cuando esté clasificado como información sensible sobre protección de infraestructuras críticas en sus Estados miembros, conforme a lo dispuesto en el artículo 2, letra d), de la Directiva 2008/114/CE del Consejo*".

La propuesta de modificación del P.O.9 no contempla la publicación de información sobre indisponibilidades de la red de transporte (descargos en líneas y otros elementos de la red), incluyendo líneas de interconexión. Respecto a las interconexiones, se especifica la capacidad de intercambio y la existencia de descargos, pero sin identificar el nombre o el emplazamiento de los activos indisponibles. Esta información es accesible a los sujetos del mercado pero no para el público en general.

La causa es la posibilidad de que algunas infraestructuras de la red de transporte del sistema eléctrico español se encuentren dentro del Catálogo Nacional de Infraestructuras Estratégicas, siéndoles por tanto de aplicación lo establecido en el Real Decreto 704/2011, de 20 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de protección de las infraestructuras críticas, respecto a planes de Seguridad del Operador, clasificados por la legislación vigente como materia de secretos oficiales.

Teniendo en cuenta lo anterior, y dado que el conocimiento del detalle de las instalaciones concretas indisponibles no aporta información útil a un participante razonable en el mercado para *“basar su decisión de realizar una transacción o de emitir una orden para realizar operaciones en relación con un producto energético al por mayor”*, se considera adecuada la opción planteada por el operador del sistema en la propuesta de P.O.9.

4.4 Sobre la adaptación del P.O.9 al Reglamento de Transparencia

El Reglamento de Transparencia, establece el conjunto común mínimo de datos relativos a la generación, el transporte y el consumo de electricidad que deben ponerse a disposición de los participantes en el mercado, en todos los Estados miembros de la UE, previendo la recogida y publicación centralizadas de los datos. Con esta finalidad, el artículo 3 del Reglamento prevé la creación de una plataforma centralizada de transparencia, gestionada por ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Esta plataforma fue puesta en marcha el pasado 5 de enero de 2015, y contiene toda la información que, en aplicación del Reglamento, recibe ENTSO-E de distintos sujetos, desde generadores y consumidores hasta operadores de mercado y de red.

La información que contiene la plataforma puede agruparse en seis categorías principales, que se aportan con distinto grado de agregación y temporalidad:

- Carga: potencia consumida del sistema.
- Generación: volumen de electricidad producida por cada tecnología de generación.
- Transporte: volumen de energía intercambiada entre sistemas europeos,
- Balance: energía utilizada para equilibrar las diferencias entre generación y demanda.
- Indisponibilidades: mantenimientos planificados y fallos sobrevenidos de las unidades de generación, transporte y consumo.

- Gestión de congestiones: información sobre las acciones realizadas para controlar las sobrecargas en la red.

Al igual que sucede con REMIT, para que el operador del sistema pueda facilitar esta información para su publicación en la plataforma de ENTSO-E, es necesario que el P.O.9 contemple su disponibilidad por parte del operador y le faculte para su publicidad en el ámbito nacional. Este es el objeto de la adaptación propuesta.

En este sentido, se considera que la propuesta de modificación del P.O.9 recibida del operador del sistema recoge adecuadamente los flujos de información necesarios para dar cumplimiento al Reglamento de Transparencia, sin perjuicio de lo indicado anteriormente sobre las cautelas en publicación de indisponibilidades de generación y de red bajo REMIT en la plataforma SIOS, que sería igualmente aplicable a la publicidad de información en la plataforma de ENTSO-E.

4.5 Sobre la publicación en tiempo real del P48

En 2004 se produjo una revisión de la regulación relativa a la transparencia de la información en el mercado mayorista eléctrico español, con la intención de fijar unas bases comunes de publicidad, y restringir el acceso a la información de los agentes, lo cual se pensó que beneficiaría a la competencia.

Tal como recoge el P.O.9 en su apartado 5.8 “Criterios de publicidad de la información”, los principios básicos de transparencia fueron establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, y en las propias Reglas del Mercado, aprobadas, inicialmente, por Resolución de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de fecha 5 de abril de 2001⁵.

La filosofía de publicidad vigente en la actualidad para la operación del sistema (coincidente con las reglas del mercado) es reducir la confidencialidad de la información a medida que nos alejamos en el tiempo, desde la agregación por mercado en tiempo real hasta la desagregación completa a los tres meses.

En concreto, la información que se publica en relación con los resultados de los mercados consiste en: información agregada por mercados en tiempo real y diariamente; información del resultado de los distintos mercados desglosada por tipo de sujeto o tecnología y por tipo de transacción o frontera a los tres días; cuotas por sujeto en el mes M en cada mercado o proceso de operación

⁵ Actualmente, Resolución de 9 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y el contrato de adhesión a dichas reglas.

del sistema en M+1; toda la información considerada confidencial, esto es, programas desglosados por unidad y ofertas a los tres meses.

No obstante lo anterior, tras la publicación del Procedimiento de Operación 9 que establecía estos criterios de publicidad, en concreto, el 17 de mayo de 2004, ACIE interpuso un recurso de reposición contra dicha norma. A resultas de este recurso, la DGPEyM suspendió en noviembre de 2004 la aplicación de la modificación de uno de los apartados de la disposición y requirió a REE para que siguiera *“proporcionando diariamente la información relativa a programas por centrales y agentes oferentes y demandantes (Programa horario operativo-P48)”*, mediante un oficio remitido al operador del sistema con fecha 19 de noviembre de 2004. En una revisión posterior del PO9, se reincorporó en el procedimiento la obligación de publicar esta información.

Este programa horario operativo (P48) se publica en tiempo real, 15 minutos antes del inicio de cada hora, y contiene el programa horario hasta el final del horizonte diario de programación de todas las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Incorpora todas las asignaciones de los mercados diario e intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en, los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo, hasta el momento de su publicación.

Así, a día de hoy, todo el público dispone en tiempo real de la información del programa operativo de todas las unidades de programación (generación y demanda), a nivel horario y desagregado por unidad, alcanzando todo el horizonte de programación diario. En consecuencia, los sujetos tienen capacidad para deducir qué unidades de producción han sido despachadas en el día, pudiendo incluso deducir si el despacho ha sido o no por restricciones técnicas. También aporta este programa información sobre la participación de cada unidad en los servicios de ajuste, indisponibilidades sobrevenidas, etc.

En conclusión, la publicación en tiempo real del P48 va claramente en contra de la filosofía de publicidad que rige el resto del procedimiento, la cual reserva el nivel de desagregación por unidad a los tres meses. Además, su publicación en tiempo real puede tener efectos negativos para la competencia, ya que permite revelar estrategias empresariales y situaciones particulares del sistema. Aunque REMIT y/o el Reglamento de Transparencia sí instan la publicación de programas desagregados, es de aplicación únicamente al programa final (sin actualización en tiempo real) y, en el caso del Reglamento de Transparencia, a unidades de potencia mayor de 100 MW.

Según lo anterior, se considera que la Secretaría de Estado de Energía debe replantearse la conveniencia de mantener la publicación del P48 desagregado en tiempo real. Y, aún en caso de considerarlo conveniente, plantearse si no

bastaría con la publicación exclusiva del P48cierre (último programa del horizonte de programación), sin actualización en tiempo real.

4.6 Sobre la adaptación a la desaparición del régimen especial

La nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, han eliminado los conceptos de régimen especial y régimen ordinario, equiparando ambos en muchos aspectos, como por ejemplo, la posibilidad de participar en mercados de ajuste. Además, se ha modificado sustancialmente el régimen retributivo de las instalaciones pertenecientes al antiguo régimen especial, para la que ya no se prima la producción sino la potencia instalada, por lo que la energía que generan ha devenido sensible al precio resultante en los mercados gestionados por OMIE y REE.

Los efectos de esta nueva regulación sobre los intercambios de información del operador del sistema van dirigidos a sustituir la clasificación por regímenes por una clasificación por tecnología y tipo de máquina (sincronismo, potencia, etc.), tanto en lo relativo a los requisitos de envío de información de los generadores al operador del sistema como en la publicación de información por parte de este operador.

Se valoran a continuación las principales alegaciones al respecto de esta adaptación del procedimiento, recibidas en el trámite de audiencia de la propuesta ante el Consejo Consultivo de Electricidad.

- **Sobre el requerimiento de envío de información al OS aplicable a las tecnologías bajo el Real Decreto 413/2014**

La gran mayoría de productores o representantes en mercado de unidades de producción del antiguo régimen especial (renovables, cogeneración y residuos), han mostrado su disconformidad con la información que se les exige remitir al operador del sistema, la cual consideran en general excesiva, tanto en tipología como en detalle y periodicidad del envío.

Se refieren principalmente a la información contenida en la base de datos estructural del operador del sistema (Anexo I del P.O.9) y, concretamente, las características de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y otras no síncronas (apartado 1.2.2 de la propuesta), en el que se solicitan los modelos que describen el comportamiento dinámico de las instalaciones, los cuales, alegan, son confidenciales y difíciles de obtener del fabricante de la máquina.

La solicitud de que este requerimiento se excluya de la propuesta no es nuevo; aunque ha cambiado la estructura del anexo y la clasificación de las instalaciones, la información que se requiere en este apartado no ha variado respecto a la versión vigente del P.O.9. Por otra parte, desde la entrada en

vigor del Real Decreto 413/2014, su posible participación en los servicios de ajuste justificaría más que nunca que el operador del sistema deba conocer con detalle las respuestas que puede esperar de la generación conectada a la red. Por tanto, se considera adecuado el texto del procedimiento que se informa a este respecto.

- **Sobre las responsabilidades de envío de información.**

En el apartado 4.1, tanto del P.O.9 vigente como de la propuesta objeto de este informe, se indican las responsabilidades de los distintos sujetos en materia de información. Respecto a las instalaciones de producción se señala lo siguiente:

“Los sujetos titulares o representantes de unidades de programación para la venta de energía en el mercado de producción,” [...] “vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE⁶ actualizado y fiable.”

Algunos agentes representantes en mercado de unidades de generación consideran que no puede hacerseles responsables del envío y veracidad de información técnica sobre las unidades de generación, ya que no disponen de capacidad para acceder a ella y contrastarla, si no se la proporciona el propietario de la instalación.

El texto del procedimiento se considera adecuado ya que permite que la información la proporcionen tanto los titulares como los representantes. De esta forma, estos últimos podrían exigir, si lo estiman necesario, cualquier tipo de compromiso por parte de los titulares de las instalaciones para dar cumplimiento a los compromisos previstos.

- **Sobre la actualización en tiempo real de la potencia producible.**

También en el Anexo II de la propuesta de modificación del P.O.9, el operador del sistema ha introducido, 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 (solares, eólicas, geotérmicas e hidroeléctricas), la obligación de remitirle en tiempo real la siguiente información:

- Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW), y
- Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh), con actualización horaria.

En el caso de los parques eólicos, la potencia máxima producible en las condiciones actuales sustituye a las actuales telemidas sobre velocidad del viento (intensidad y dirección) (m/s y grados sexagesimales) y temperatura (°C).

⁶ Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.

Algunos miembros del Consejo Consultivo solicitan eliminar este requisito, manteniendo los actuales en el caso de los eólicos, porque supondrá mucha carga para los agentes sin que, en su opinión, aporte grandes beneficios a la seguridad del sistema, sobre todo, porque estas variables responden a previsiones que no presentan tanta variabilidad.

A estos efectos se considera que el dato solicitado puede aportar una información relevante al Operador del Sistema, ya que el propio titular de la instalación dispone de una mayor información para poder saber cuál será la producción máxima en las próximas horas si el parque estuviera funcionando en su punto óptimo teniendo en cuenta las previsiones de meteorología disponibles. Es importante tener en cuenta que puede haber parques que, por motivos económicos o debido a su posible participación en los servicios de ajuste del sistema, pudieran estar entregando una energía inferior a su máxima producible, por lo que el programa, tal y como ha propuesto algún agente como información suficiente, no aportaría los datos necesarios al Operador del Sistema para poder llevar a cabo la operación con criterios de seguridad adecuados.

- **Sobre el requisito de envío del producible hidráulico de 4 horas.**

En el apartado 8.1 del P.O.9 se describen los datos a remitir al operador del sistema a los tres días a efectos de elaboración de estadísticas. Entre otras cosas, se solicita a las unidades de gestión hidráulica (anteriores instalaciones del régimen ordinario), la potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad durante cuatro horas consecutivas. Con objeto de adaptar el texto a la desaparición de la dicotomía entre el régimen ordinario y el especial, se ha sustituido la referencia a “unidad de gestión hidráulica” por “unidad de programación hidráulica”, con lo que el requerimiento se hace extensible a toda unidad de tipo hidráulico.

Los miembros del Consejo Consultivo solicitan limitar el requisito de envío del producible hidráulico de 4 horas a las unidades que el operador del sistema considere significativas para la seguridad del sistema, con objeto de no imponer obligaciones excesivas, no necesarias ni relevantes para la seguridad del sistema.

En este sentido, cabe señalar que existen 1000 instalaciones hidráulicas procedentes del anterior régimen especial, con una potencia inferior a 5 MW, con una producción agrupada inferior a un 1% de la demanda, por lo que cabría analizar la posibilidad de introducir un umbral de potencia por parte del operador del sistema, a partir del cual fuera obligatoria la remisión de la mencionada información.

- **Sobre el requerimiento de medir los consumos auxiliares de los cogeneradores.**

Respecto a las instalaciones de autoconsumo o cogeneración, el Anexo II del P.O.9 vigente exige el envío en tiempo real (telemidas) al operador del sistema de la potencia activa (y reactiva) producida (o absorbida) por la unidad de generación. En la propuesta de modificación del procedimiento se ha añadido la telemida de las potencias activa y reactiva consumidas por la instalación de autoconsumo o cogeneración, exceptuando los consumos asociados exclusivamente a las unidades de generación.

Algunos titulares o representantes de este tipo de instalaciones solicitan que se elimine este nuevo requerimiento, ya que consideran que la telemida del cliente asociado a este tipo de instalaciones no es necesaria para el operador del sistema en tiempo real, ya que dispone de medidas para llevar a cabo análisis o comprobaciones a posteriori. Alegan asimismo que se trata de un valor difícil de obtener en algunas instalaciones.

Se entiende la conveniencia de disponer en tiempo real de la medida separada de la generación y el consumo del cliente asociado, como herramienta para poder monitorizar los valores reales de demanda, su distribución y las puntas de consumo, tanto a efectos estadísticos como de planificación, así como de control de la respuesta de las unidades de producción y el cumplimiento de las instrucciones emitidas por el operador del sistema, especialmente tras facilitarles la participación en servicios de ajuste del sistema. Es cierto que otras demandas no son telemidas, pero en este caso se distorsiona además la medida de la generación.

No obstante, también es cierto que en algunas instalaciones puede resultar complicado obtener la telemida directa del consumo o puede requerir la instalación de nuevos equipos de medida y la introducción de modificaciones en los sistemas de información de los sujetos. Por ello, para los casos debidamente justificados, se considera que debe preverse en el P.O.9 como válida la medida de consumo calculada como combinación de otras medidas de la instalación (energía generada menos entregada a la red).

Además, debe preverse la existencia de un periodo transitorio, de por ejemplo seis meses, hasta el requerimiento tanto de esta información como de toda aquella nueva información requerida a los sujetos en la propuesta de P.O.9 que necesite adaptación de equipos y sistemas (horas de bombeo y turbinación, actualización horaria de la producción renovable esperada, etc.).

- **Sobre la publicidad de información de tecnologías renovables, cogeneración y residuos**

Esencialmente, se modifican los desgloses por tecnologías en la información almacenada en la base de datos estructural del operador del sistema, así como sobre participación en mercado, publicada de forma agregada, puesto que ya no es posible la agregación del régimen especial.

A este respecto, se han recibido dos comentarios en el trámite de audiencia de la propuesta ante el Consejo Consultivo de Electricidad, ambos dirigidos a incrementar la transparencia: añadir un horizonte semanal a las previsiones de producción eólica y solar que el operador del sistema publica diariamente para el día siguiente, al igual que se hace en el caso de la previsión de demanda, y separar la generación solar térmica de la fotovoltaica en los datos publicados por tecnología de producción en tiempo real y D+1. Esto último se entiende referido también a las previsiones de producción y a los valores de generación real agregada.

En este sentido, con el fin de incrementar la transparencia para la mejora de la competencia, se considera positivo que el operador del sistema publique previsiones con el mayor alcance temporal posible así como con el mayor desglose posible por tecnología, separando la solar en térmica y fotovoltaica, lo cual en su caso debería venir reflejado en el P.O.9. Para ello, el operador del sistema deberá valorar si dispone de previsiones con la suficiente fiabilidad y precisión que le permitan esta prolongación temporal y desglose.

4.7 Sobre la información necesaria para las empresas distribuidoras

El artículo 40.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece los derechos de las empresas distribuidoras. Entre ellos, el apartado d) les garantiza el acceso a la información que precisen para el desarrollo de sus funciones.

En el transcurso del trámite de audiencia a la propuesta de P.O.9 llevado a cabo por esta Comisión ante su Consejo Consultivo de Electricidad, varias empresas distribuidoras, [CONFIDENCIAL], han puesto de manifiesto la posibilidad de que la propuesta de procedimiento no estuviera adecuadamente adaptada a la nueva Ley 24/2013, en lo concerniente al artículo 40.3.d antes citado.

Consideran las distribuidoras insuficientes y confusas las disposiciones incluidas en el P.O.9 en relación con su acceso a la información manejada por el operador del sistema, ya que se limita a varias referencias generales, sin especificar el modo de acceso a la información ni los detalles descriptivos de la misma. Proponen una redacción alternativa a diversos puntos del procedimiento, incluyendo un listado de información que debe facilitarles el operador del sistema y, en particular, piden acceso a la “información singular”, que en la nueva versión del procedimiento se establece como confidencial, esto es: códigos de programa fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones, e informes de validación de la idoneidad de cualquier modelo de estudio o de simulación.

A este respecto, cabe indicar que texto del P.O.9 sí recoge el derecho de las distribuidoras previsto en la Ley de acceso a muchos de los datos almacenados

por el operador del sistema. No obstante, no quedan suficientemente especificados en el texto los detalles de acceso a dicha información.

También cabe recordar que, en aplicación de la Disposición transitoria quinta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, y, actualmente, del artículo 22 y disposición adicional segunda del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, están siendo desarrollados unos procedimientos de operación de las redes de distribución que, entre otros aspectos, abordan los intercambios de información entre las empresas distribuidoras y otros sujetos del mercado. Aunque estos procedimientos se centran en temas de red y en el acceso a la información relativa a dicha red, más que en el operador del sistema, lo que allí se disponga deberá ser coherente con lo recogido en el P.O.9.

Por todo lo anterior, aunque el texto propuesto ya recoge el derecho de los distribuidores a acceder a cierta información del operador del sistema, la inquietud mostrada por las distribuidoras sobre las dificultades que podrían encontrar para acceder a la misma (falta de concreción en la norma respecto a tipo de información, modo y periodicidad del acceso) justifica un proceso de análisis, que debe permitir la participación de todas las empresas distribuidoras y otros interesados (entre otras cosas, las distribuidoras solicitan al operador que les proporcione información de terceros conectados a su red). Este proceso debería ser liderado por el operador del sistema con la participación de todos los distribuidores, y debería dar como resultado una propuesta de modificación del P.O.9 y/o de los procedimientos de distribución actualmente en desarrollo.

El resultado de este análisis podría conllevar una revisión posterior del P.O.9, pero no debería retrasar la reforma en curso del procedimiento, que es necesaria para cumplir, entre otras cosas, con los compromisos de los Reglamentos europeos. Deberá tenerse en cuenta la coherencia con los procedimientos de distribución en desarrollo. También deberá tenerse en cuenta lo manifestado por la extinta CNE en su Informe 1/2001⁷, en relación con los criterios de confidencialidad aplicables, concretamente respecto al impacto negativo que en el algún caso podría tener un desglose excesivo de información para la competencia en el mercado eléctrico. Por todo ello, el flujo de datos que se establezcan deberá considerarse en la medida de lo posible, a través de datos agregados.

4.8 Sobre la información requerida a las empresas distribuidoras sobre incidentes en su red

Otra cuestión de la propuesta de P.O.9 que afecta a las empresas distribuidoras es la realización de informes de incidentes.

⁷ Informe 1/2001 de la CNE sobre la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000.

En el apartado 10 del P.O.9, sobre análisis e información de incidentes, se especifican los casos que han de ser comunicados por los titulares de las instalaciones que sufren el incidente al operador del sistema. Los detalles de la información a aportar se recogen en el Anexo III. La propuesta objeto de este informe introduce, entre los elementos cuya pérdida ha de ser reportada al operador del sistema aquellos casos que resulten en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema, la red de distribución.

Se considera adecuada la inclusión de esta disposición aunque, con el fin de simplificar la operativa, cabría delimitar el tipo y magnitud de los sucesos que han de ser notificados y, en todo caso, restringirse a la red observable del operador del sistema.

Adicionalmente, en el nuevo apartado f) del Anexo III *“Otra documentación y/o registros de equipos que pudiera ser solicitada por el OS”*, debe añadirse *“por causa justificada”*.

4.9 Otras consideraciones de detalle

Se analizan a continuación varias observaciones formuladas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

- **Sobre la publicación de datos de volumen y coste variable de aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.**

La Orden IET/2013/2013 que regula este servicio equipara su activación con los servicios de ajuste del sistema, por lo que algunos sujetos consideran que debe aplicársele un grado de transparencia equiparable al de estos últimos. Además, el artículo 16 de dicha orden establece en su apartado 5 que *“el Operador del Sistema publicará la información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación.”* Sin embargo, el Procedimiento de Operación 15.2 “Servicios de gestión de la demanda de interrumpibilidad (Orden IET/2013/2013)” sólo recoge en su apartado 8 el envío por parte del operador del sistema de informes a la DGPEyM. La propuesta de P.O.9 no contempla la publicación de datos sobre el uso efectivo de este servicio.

A este respecto, se reitera lo ya dicho por esta Comisión en el informe emitido a la propuesta del actual P.O.15.2 (INF/DE/0020/14):

“[...] esta Comisión considera que debería modificarse el Procedimiento de Operación 9, en el sentido de contemplar la publicidad de información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad, tal como establece la Orden IET/2013/2013. [...].”

Sin perjuicio de lo anterior, se considera que el grado de agregación y periodicidad de publicación de la información debe ser tal que aporte información relevante sobre la utilidad del servicio pero sin permitir revelar estrategias empresariales de los proveedores del servicio, que pudiera poner en riesgo la competencia en próximos procesos.”

Por otra parte, el Informe 22/2013 de la extinta CNE sobre la propuesta de Orden IET/2013/2013, aprobado por el Consejo en su sesión del día 10 de septiembre de 2013, indicaba lo siguiente:

“A este respecto, esta Comisión considera que por transparencia se deberá proporcionar información sobre la prestación de dicho servicio de forma equivalente a la proporcionada sobre los servicios de ajuste del sistema.”

- **Sobre la incorporación del requerimiento de especificar el origen del carbón utilizado como materia prima en las centrales térmicas convencionales.**

En el apartado 8.2 del P.O.9 vigente se exige a los titulares de unidades de producción el envío de datos al operador del sistema antes del día 20 del mes M+1. En particular, a las centrales de carbón se les piden entradas, consumo y existencias de combustible en central, en toneladas y termias, desglosado por clase de carbón. En la propuesta de modificación del procedimiento, REE ha añadido el envío de estos datos en metros cúbicos y especificando el origen del combustible.

En el trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad, varios sujetos han manifestado su disconformidad con este último desglose (origen del carbón), alegando que dicha información no tiene utilidad para la operación del sistema. Dado que estos sujetos ya presentaron esta alegación en el trámite de audiencia previo a la propuesta, llevado a cabo por el operador del sistema, este operador tuvo la oportunidad de justificar su solicitud en el hecho de que esta información se encuentra dentro de aquella que periódicamente está obligado a remitir al Minetur, por lo que considera necesario incorporar en el procedimiento la obligación a las empresas eléctricas de proporcionársela.

A este respecto, se reitera lo indicado *“Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico”* (IPN/DE/001/15) sobre la Disposición adicional segunda de dicha propuesta de real decreto:

“La Disposición adicional segunda de la Propuesta impone a los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de carbón autóctono la obligación de remitir determinada información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la CNMC y al Operador del Sistema. Dado que la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro establecido para incentivar

el consumo de carbón autóctono ha finalizado en 2014, y no existe en la actualidad ningún otro mecanismo comparable vigente, no se considera necesaria la introducción de esta obligación, al menos en cuanto a la CNMC se refiere. En el caso de que se introdujera un nuevo mecanismo en el futuro, podría requerirse en ese momento el desglose de información que se considerara más adecuado.”

- **Sobre el horizonte de publicación de la previsión de demanda diaria.**

Tanto el apartado 5.9.2 del P.O.9 vigente, como de la propuesta, establecen la publicación diaria por parte del operador del sistema de una previsión de la demanda. Actualmente el operador del sistema publica diariamente esta demanda con un horizonte de semana móvil y desglose horario, aun cuando esto no se prevé explícitamente en el P.O.9.

En el apartado 5.9.4 de la propuesta, se ha añadido una publicación semanal, cada viernes, con los valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente, en coherencia con lo exigido por el Reglamento de Transparencia. Algunos miembros del Consejo Consultivo han manifestado su preocupación por si esta disposición implica la desaparición de la actual publicación diaria con horizonte de semana móvil, lo cual implicaría una minoración del actual nivel de transparencia nacional ante la menor exigencia del Reglamento comunitario, y solicitan que se mantenga la publicación de semana móvil.

A este respecto, el operador del sistema ha manifestado su intención de mantener la publicación diaria con horizonte semanal, aunque no esté prevista explícitamente en el P.O.9. Sí está previsto en el P.O.2.1 “*Previsión de la demanda*”, aprobado mediante Resolución de 17 de marzo de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, que dicho operador realice diariamente una previsión con horizonte semanal móvil, contemplando demanda diaria de energía en barras de central y desglose horario, que debe ser comunicada al menos a los agentes del mercado.

A la vista del P.O.2.1 y dada la importancia de mantener una previsión actualizada de la demanda al permitir a los agentes compradores diseñar sus ofertas con mayor precisión y evitar desvíos al sistema, se considera adecuado mantener esta publicación. Para ello, sería adecuado incorporar el horizonte semanal en el texto del apartado 5.9.2 del P.O.9, evitando además la posibilidad de incoherencia con el P.O.2.1.

- **Sobre la información estructural de los sujetos del mercado.**

El último párrafo del apartado 5.13, tanto de la versión vigente del P.O.9 como de la propuesta, establece que los sujetos del mercado tendrán acceso a “*la información estructural no confidencial de otros sujetos del mercado,*

correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y Sujetos del Mercado del sistema eléctrico español". El operador del sistema da publicidad a esta información en listados independientes, sin especificar la relación entre unidades, zonas y sujetos.

Un miembro del Consejo Consultivo de Electricidad solicita que se añada a la información estructural indicada en el párrafo anterior *"la relación entre estas entidades"*. A este respecto, aunque se entiende la reticencia del operador del sistema, puesto que la publicación de esta relación no se justifica por ninguno de los cambios regulatorios a los que se adapta el P.O.9, también es cierto que la propuesta de texto incorpora otras modificaciones no directamente relacionadas con dichos cambios regulatorios, recogidas en el apartado *"otras mejoras y corrección de erratas"*.

A estos efectos, se percibe que la regulación vigente en materia de publicidad, aunque no explicita la especificación de la relación entre entidades, tampoco la impide. Tampoco se aprecia la posibilidad de que esta información pueda causar un daño a alguna de estas entidades o al nivel de competencia efectiva en el mercado eléctrico, por lo que se considera adecuada su publicación.

No obstante lo anterior, existe la posibilidad de que algún agente del mercado considerara como información confidencial la organización de sus unidades físicas o de oferta en un momento dado, como indicativo de su estrategia empresarial, por lo que se podría estar violando el principio de confidencialidad al que se refiere el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000, en línea con la filosofía expuesta en su momento por la extinta CNE⁸, la cual, según indica el propio texto del P.O.9 (aparatado 5.8) es parte definitoria de los criterios de publicidad que dan base al procedimiento.

En consecuencia, se considera que si bien puede publicarse la relación entre entidades solicitada por los agentes, podría ser conveniente hacerlo con retraso respecto al momento de vigor de dicha relación, por ejemplo, tres meses, momento éste en que desaparece la confidencialidad respecto a la mayor parte de información del mercado.

- **Sobre el momento de publicación de resultados de los mercados de ajuste.**

La filosofía general de publicidad que rige el P.O.9, respecto a la publicación de programas de energía, consiste en publicar programas agregados por segmento en D+1, agregados por tecnología en D+3, cuotas por agente en M+2, con total desglose en M+3. La propuesta de adaptación del procedimiento adelanta a D+1 la publicación de los programas diario base de funcionamiento (PDBF), diario viable provisional (PDVP) y horario final (PHF), correspondientes

⁸ Informe 1/2001 de la CNE sobre la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000.

al día anterior, desagregados para cada uno de los tipos de producción (tecnologías).

En el trámite de audiencia del Consejo Consultivo de Electricidad, un sujeto ha solicitado que se adelante de este mismo modo al horizonte diario, en vez de a los tres días, la publicación de resultados de los mercados de ajuste del sistema.

Aunque se entiende la conveniencia de disponer de unos criterios claros y homogéneos de publicidad para todos los segmentos del mercado, no se observa beneficio en incrementar la transparencia de los programas de mercados de ajuste respecto a la situación actual más allá de lo requerido por los Reglamentos comunitarios, especialmente si se tiene en cuenta que estos mercados, por su especificidad y menor liquidez, son además de más fácil manipulación que los mercados diarios e intradiarios.

- **Sobre el momento de publicación de las cuotas por agente.**

Un sujeto solicita que se retrase la publicación de las cuotas por sujeto en los mercados (apartado 5.9.5 del P.O.9) hasta los tres meses (en lugar de a los dos meses), por considerar que se trata de información confidencial, que no es relevante para la operación y tiene un claro contenido económico.

Respecto a la publicación en M+2 de las cuotas por agente en cada mercado, se considera que aporta información sobre el grado de participación de los sujetos en uno u otro mercado pero, por sí misma, no es suficiente para afectar a la competencia. Asimismo, coincide con los criterios recogidos en las reglas del mercado (Regla 20.3) en cuanto a publicación de cuotas por parte de OMIE. En consecuencia, no se encuentra motivo para retrasar la publicación de las cuotas en los mercados de operación y modificar el procedimiento vigente en este sentido.

- **Sobre los intercambios de información relativos a la resolución de restricciones por garantía de suministro.**

El mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) es un servicio de ajuste que tiene por objeto determinar diariamente la producción necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía del suministro. Este mecanismo, establecido por el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y regulado en detalle por el Procedimiento de Operación 3.10 “Resolución de restricciones por garantía de suministro”, surgió con el objetivo de garantizar la continuidad en servicio de la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible.

El P.O.9 contempla múltiples intercambios de información relacionados con este servicio de ajuste: plan anual, plan semanal, plan diario, publicación de datos agregados, etc., y, en general, necesarios para dar cumplimiento a las disposiciones del citado Real Decreto 134/2010.

La Disposición transitoria única del Real Decreto 134/2010, en redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, estableció que el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro fuera de aplicación hasta el año 2014, o en fecha anterior fijada por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, si las condiciones del mercado de producción español permitieran al parque de generación térmica con carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que asegurara su viabilidad económica en el medio plazo, de tal forma que se garantizase la cobertura de la demanda eléctrica en condiciones de seguridad de suministro. No preveía sin embargo la posibilidad de prolongar el mecanismo más allá del año 2014. Finalizado ya dicho periodo, el mecanismo RGS no es de aplicación, aunque sigan vigentes las normas que lo regulan.

En consecuencia, se considera que deberían eliminarse del P.O.9 todas las referencias al mecanismo de restricciones por garantía de suministro. En el caso de que se introdujera un nuevo mecanismo en el futuro, podrían introducirse en ese momento los intercambios de información que se considerara más adecuado. Del mismo modo, se considera que debería derogarse el vigente P.O.3.10, así como todos los apartados relativos a este mecanismo contenidos en el resto de procedimientos de operación.

- **Sobre los intercambios de información relativos a la programación de emisiones primarias de energía.**

Un miembro del Consejo Consultivo de Electricidad propone eliminar del P.O.9 la referencia a la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP), que aparece en el apartado 5.10.3.1, por considerar que no existe normativa de rango superior que la contemple.

Se trata en apariencia del mismo caso que las RGS, sin embargo, se valora de forma diferente, por lo que se considera oportuno exponerlo en este informe. Al contrario de lo que sucede con las RGS, la normativa sobre emisiones primarias de energía sigue en vigor, ello sin perjuicio de que no se estén llevando a cabo a día de hoy.

Por otro lado, la DA8 de la Ley 24/2013 habilita a la CNMC a realizar propuestas al Gobierno para que se establezcan por vía reglamentaria emisiones primarias.

- **Sobre el requerimiento en tiempo real de las horas de bombeo y turbinación disponibles en las centrales de bombeo.**

En el Anexo II del P.O.9, se indica la información a enviar al operador del sistema en tiempo real. En la propuesta de modificación presentada por el operador del sistema se sustituye el requisito actual para los grupos de bombeo puro de remitir las “*cotas de los embalses*” por “*las horas de bombeo y turbinación disponibles (horas*grupo). Con actualización horaria.*”

Varios sujetos del Consejo Consultivo de Electricidad solicitan que no se incorpore este requerimiento en el P.O.9, bien porque consideran que el operador del sistema ya dispone de esta información, calculándola a partir de las cotas de los embalses, bien porque consideran que esta variable no es de tiempo real y no requiere transmisión cada 4 segundos.

Es cierto que las horas de funcionamiento disponibles en los bombeos no es un dato que requiera actualización cada pocos segundos, sin embargo, no parece que sea esto lo que pide el operador del sistema, sino que se actualice cada hora la reserva disponible en los bombeos. Esto último sí tiene sentido, ya que con cada modificación del programa final en cada periodo horario pueden variar las condiciones de los bombeos, así como de toda la generación. Esta información es relevante para la seguridad del sistema y, si bien es cierto que puede obtenerse de la cota del embalse y las características de la instalación, también lo es que no debería suponer un cálculo adicional para los agentes, ya que en teoría la habrán utilizado para diseñar sus ofertas de terciaria.

En conclusión, se propone mantener la redacción propuesta por el operador del sistema.

- **Sobre la posibilidad de publicar información diaria de limitaciones de programa.**

Un sujeto del Consejo Consultivo solicita que se publique información diaria de limitaciones de programa por restricciones técnicas, desglosada por unidad de programación, tal que permita diferenciar la causa de participación de cada unidad en el mercado intradiario.

Se considera que no sería aceptable esta solicitud por las mismas razones por las que no considera adecuada la publicación en tiempo real del programa P48, expuestas anteriormente en este mismo informe.

- **Sobre la posibilidad de automatizar la descarga de información de medidas.**

Un miembro del Consejo Consultivo solicita una revisión de los medios utilizados por el operador del sistema para publicar información, en particular, solicita incluir en el punto 6.2 del P.O.9 la posibilidad de descarga de información de manera automática por los participantes en los puntos de medida, sin ser necesario que éstos dispongan de un concentrador secundario de medidas dado de alta en el concentrador principal.

A este respecto, el apartado 6.2 del P.O.9 “Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas” únicamente indica que el operador del sistema gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado en la normativa vigente. En consecuencia en relación con los modos y condiciones para la descarga de datos de medidas del concentrador principal se estará a lo dispuesto en la normativa que regula el ámbito de las medidas eléctricas, específicamente: Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico; sus Instrucciones Técnicas Complementarias; y los Procedimientos de Operación de la serie 10.