



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 5/2008 DE LA CNE SOBRE LA  
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS  
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL  
SISTEMA 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 4.2, 7.2, 7.3 Y 9**

**24 de enero de 2008**

# **INFORME 5/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 4.2, 7.2, 7.3 Y 9**

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 24 de enero de 2008, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 OBJETO**

Este documento tiene por objeto informar de la propuesta de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación (P.O.s):

- P.O. 1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema
- P.O. 3.1 Programación de la generación
- P.O. 3.2 Resolución de restricciones técnicas
- P.O. 3.3 Resolución de los desvíos generación-consumo
- P.O. 3.7 Programación de la generación de origen renovable no gestionable
- P.O. 4.2 Resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España
- P.O. 7.2 Servicio complementario de regulación secundaria
- P.O. 7.3 Servicio complementario de regulación terciaria
- P.O. 9 Información intercambiada por el Operador del Sistema

Parte de las modificaciones a estos P.O.s persiguen su adaptación a lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, conforme a lo previsto por la disposición adicional undécima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio. Se incluyen también cierto número de cambios, no directamente vinculados a la nueva regulación del régimen especial, 24 de enero de 2008

planteados a propuesta del Operador del Sistema, quien los presenta como mejoras o actualizaciones a los procedimientos vigentes.

## **2 ANTECEDENTES**

Con fecha 11 de septiembre de 2007 ha tenido entrada en esta Comisión oficio de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio solicitando informe sobre las propuestas de modificación de los P.O.s 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 4.2, 7.2, 7.3 y 9. Ese mismo día las propuestas fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para la presentación, en su caso, de alegaciones a las mismas. Asimismo han tenido entrada en esta Comisión alegaciones al respecto presentadas por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español, S.A., UNESA y ACIE— Asociación de Comercializadores Independientes de Energía.

## **3 CONSIDERACIONES**

En lo que sigue, se describen las principales modificaciones introducidas en los P.O.s enunciados en el OBJETO de este Informe, y se plantean determinadas consideraciones a las mismas.

### **3.1 P.O. 1.6: Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema**

#### Extensión del ámbito de aplicación del P.O.

La redacción propuesta amplía el ámbito de aplicación del P.O. En lo que se refiere a instalaciones de red, distribuidores y clientes cualificados, dicho ámbito pasa de abarcar la *red gestionada por el OS*, a incluir toda la *red observable*<sup>1</sup>. Por lo que respecta a las

---

<sup>1</sup> Según el P.O. 8.1 (“Definición de las redes operadas y observadas por el Operador del Sistema”):

- La red llamada en anteriores versiones del P.O. 8.1 “Red gestionada por el operador del sistema” (RG), a la que hacía referencia la versión vigente del P.O. 1.6, se denomina en la actualidad “red cuya operación es responsabilidad del Operador del Sistema”, y es descrita como “*la red de transporte definida en la Ley 54/1997 y normativa que la desarrolla o sustituya. Las fronteras de la red de transporte se definen en el procedimiento de operación P.O. 12.2, que establece los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio de las instalaciones conectadas a la red de transporte.*”

instalaciones de producción, se extiende de los grupos generadores conectados a la mencionada *red gestionada*, a todas *“las instalaciones de generación acopladas al Sistema Eléctrico Peninsular, cualquiera que sea su potencia o punto de conexión”*.

Esta Comisión nada tiene nada que objetar sobre que el Operador del Sistema proponga ampliar el ámbito de aplicación de los planes de seguridad hasta el entorno de la llamada *red observable*, en la definición dada por el P.O. 8.1 (*“Definición de las redes operadas y observadas por el Operador del Sistema”*). Este es el caso, en la redacción propuesta, en lo que atañe a las instalaciones de red y a los consumidores cualificados.

Sin embargo, la CNE, coincidiendo con algunos miembros del Consejo Consultivo, no considera coherente con lo anterior que el Operador del Sistema extienda las disposiciones relativas a los planes de seguridad a todas las instalaciones de generación, independientemente de que estén o no conectadas a la red observable. La propuesta de modificación de P.O. 1.6 implicaría que la red observable, con respecto a las instalaciones de generación, estuviera constituida por la totalidad de las redes peninsulares, de cualquier tensión, lo cual no parece justificado, incluso en el actual entorno de crecimiento de la generación distribuida, y es en todo caso inconsistente con el P.O. 8.1 vigente.

Por lo tanto, la redacción propuesta para el último párrafo del punto 2 (*“Ámbito de aplicación”*) del P.O. 1.6 debería modificarse como sigue:

*“Los propietarios de las instalaciones de generación acopladas ~~al Sistema Eléctrico Peninsular~~ **la red observable**, cualquiera que sea su potencia o punto de conexión.”*

- 
- En cuanto a la red observable, *“estará constituida por aquellas otras instalaciones cuya topología y medidas de variables de control deban ser conocidas en tiempo real por el Operador del Sistema para operar adecuadamente el sistema y efectuar los estudios de seguridad del sistema, en todos los horizontes temporales, con suficiente precisión”*. Más adelante, se explicita que la red observable estará constituida por *“toda la red de distribución con nivel de tensión superior a 100 kV, excepto las antenas de consumo y generación”*, así como por *“todos los elementos de tensiones inferiores a 100 kV que supongan un mallado paralelo entre dos puntos de la red de transporte, si bien sólo donde no exista mallado no de transporte de tensión superior a 100 kV”*.

Asimismo en el punto 3.2.1 (*“Planes de teledisparo”*), se pasa de abarcar a los *grupos térmicos*, a referirse a todas las *instalaciones de generación*, si bien la instalación del teledisparo sigue siendo potestativa. La CNE considera que no está justificada esta modificación, que supone la exigencia de teledisparo a toda la generación, en tanto que esta debería limitarse a las instalaciones conectadas a la red observable, según lo expuesto en el párrafo anterior.

Por otra parte, deberían ser los procedimientos de operación de la red de distribución, los que en su caso, aborden esta problemática.

#### *Planes de actuación por sub- y sobrefrecuencia*

Los puntos 3.2.2 y 3.2.3 (*“Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia”* y *“Planes de desconexión de generación por máxima frecuencia”*, respectivamente) son modificados a tenor de lo dispuesto por el RD 661/2007 en su Anexo XI (*“Acceso y conexión a la red”*)<sup>2</sup>. En particular, las actuaciones en caso de sobrefrecuencia son objeto de un desarrollo más detallado que el actual, previéndose el siguiente protocolo:

1. Las instalaciones de generación gestionable soportarán al menos 51,5 Hz sin desconexión.
2. Las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada menor que 10 MW se desconectarán a 51 Hz con una temporización de 200 ms.
3. Las instalaciones de generación no gestionable de potencia instalada mayor o igual a 10 MW se desconectarán sin temporización alguna, conforme a la siguiente secuencia de escalones:
  - 50,5 Hz: 5% de las instalaciones de generación no gestionable.
  - 50,6 Hz: 10% de las instalaciones de generación no gestionable.
  - 50,7 Hz: 15% de las instalaciones de generación no gestionable.

---

<sup>2</sup> Según el punto 10, último párrafo de dicho Anexo XI:

*“Las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, por lo que los generadores sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 segundos como mínimo. Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.”*

- 50,8 Hz: 20% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 50,9 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.
- 51 Hz: 25% de las instalaciones de generación no gestionable.

Se establece además que *“El OS determinará las instalaciones que deben desconectar en cada escalón. En el caso de que se produzca un incidente que suponga la actuación de alguno de los escalones anteriores, el OS realizará una nueva asignación buscando la máxima rotación.”*

Esta Comisión entiende que la modificación propuesta va más allá de lo establecido por el RD 661/2007 en relación con la generación gestionable incluida en el régimen especial. Así, donde el RD dispone que *“las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz”*, la propuesta de P.O. exige que las instalaciones de generación gestionable soporten al menos 51.5 Hz sin desconexión. Por lo tanto, la redacción propuesta para el punto 3.2.3 debería cambiarse de modo que dicha exigencia se limite a los 51 Hz previstos por el RD, cuando menos en lo que se refiere a la generación en régimen especial, cuya regulación básica está recogida en del RD 661/2007.

Por otra parte, la CNE coincide con determinadas alegaciones referidas a la poca concreción que se establece en la propuesta en cuanto a la aplicación del criterio de máxima rotación.

### **3.2 P.O. 3.1: Programación de la generación**

#### *Unidades de Programación de venta de producción de régimen especial*

La nueva redacción del punto d) del Anexo II (*“Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español”*) propone que las instalaciones de régimen especial pertenecientes a un mismo sujeto productor que vendan su energía *en mercado* se agrupen *exactamente* en tantas unidades de programación como *tipos* de producción compongan su parque (la clasificación por tipos de producción se establece en el Anexo IV a este mismo P.O. 3.1, y obedece a la tecnología y a su carácter gestionable o no)<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> En particular, la enumeración de tipos que hace el nuevo Anexo IV y la correspondiente codificación propuesta es la siguiente: térmica no renovable no gestionable (T), térmica no renovable gestionable (TG),  
24 de enero de 2008

Adicionalmente, por cada tipo de carácter gestionable se permitiría, en su caso, definir *dos* unidades de programación, en función de si están habilitadas o no para participar en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo.

Análogamente, el punto e) del mencionado Anexo II propone que las instalaciones de régimen especial que vendan su energía *en mercado* a través de un mismo comercializador o representante en nombre propio, se agrupen en tantas unidades de programación *agregadoras* como tipos de producción compongan su parque, sin perjuicio de la distinción descrita más arriba en función de la participación en los servicios de ajuste potestativos.

De igual modo, según el punto f), todo sujeto (ya sea éste propietario, comercializador o representante en nombre propio) que venda la producción de instalaciones de régimen especial *a tarifa* debería utilizar *dos* unidades de programación *agregadoras* por cada *tipo* de producción, en función de si las instalaciones que integran dicha unidad están exentas del pago de desvíos o no.

A juicio de esta Comisión, y como ya expuso en su Informe de fecha 15 de noviembre de 2007 a la propuesta del nuevo P.O. 14.8 ("*Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial*"), la imposición de agregar en una sola unidad de programación (salvo por lo que atañe a los diferentes regímenes, tecnologías, participación en los servicios de ajuste potestativos y exención del pago de desvíos) todas las instalaciones cuya oferta gestione un mismo sujeto podría resultar difícil de llevar a la práctica, por cuanto aun instalaciones de una misma tecnología pueden presentar características técnicas diferentes (rampa de arranque, capacidad de modulación, costes de operación y mantenimiento) que hagan inviable o cuando menos antieconómica su integración en una misma unidad de programación. Esta situación podría introducir una rigidez que impidiera la participación de algunas instalaciones en el mercado, o bien suponer la fragmentación de su representación.

---

térmica renovable no gestionable (R), solar térmica no gestionable (S), hidráulica no gestionable (H), eólica (E), geotérmica e hidráulica marina (G), solar fotovoltaica (F), térmica renovable gestionable (RG), solar térmica gestionable (SG), e hidráulica gestionable (HG).

El propio Operador del Sistema parece dejar abierta la posibilidad de flexibilizar esta exigencia al iniciar la redacción del punto d) con la expresión “*Con carácter general,...*” así como mediante la inclusión del siguiente párrafo al final del punto f) –si bien no queda claro si afecta únicamente a dicho punto f) o también a los tres anteriores–:

*“En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación, una por tipo, que será integrada en el sistema por él mismo o por su Sujeto Representante o Comercializador.”*

En este sentido, ha de tenerse presente también el artículo 31, apartado 7, del RD 661/2007, cuya entrada en vigor da causa a la modificación de este P.O.:

*“7. El representante podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.”*

Esta Comisión estima que el número de unidades de programación de venta en que haya de agruparse la producción de las instalaciones en régimen especial debería de ser potestativo, y que la desagregación de las ofertas casadas sea la necesaria para que el Operador del Sistema pueda ejercer sus funciones.

Por lo tanto, la redacción de los puntos e) y f) del Anexo II del P.O. 3.1 debería comenzar, al igual que en el caso del punto d), con la expresión “*Con carácter general,...*” y los puntos d) y e) deberían concluir, al igual que el f), con el párrafo reproducido más arriba en relación con el tratamiento individualizado de determinadas instalaciones.

### **3.3 P.O. 3.2: Resolución de restricciones técnicas**

No existen consideraciones a la propuesta de modificación del P.O. 3.2.

### **3.4 P.O. 3.3: Resolución de los desvíos generación-consumo**

#### Limitación para la prestación del servicio a una potencia mínima de 10 MW

*[Esta consideración aplica también a las modificaciones propuestas a los P.O.s 7.2 y 7.3.]*

El P.O. 3.3 propuesto incluye un nuevo apartado 3.1 (*“Habilitación de unidades para la prestación del servicio”*) que recoge los requisitos exigibles a una instalación de producción que desee participar en la resolución de desvíos generación-consumo. Entre dichos requisitos se encuentra el siguiente:

*“Verificación de que la potencia máxima de la unidad de programación en la que se integra la instalación de producción es de, como mínimo, 10 MW.”*

En el Anexo I (*“Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de resolución de desvíos”*), punto 1, se establece además que *“sólo se admitirá una oferta por unidad de programación (...)”* y que *“en cada uno de los períodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques que la componen debe ser igual o superior a 10 MW”*.

Esta limitación aparece, para el régimen especial, en el RD 661/2007, artículo 33 (*“Participación en los servicios de ajuste del sistema”*)<sup>4</sup>, pero no está recogida en la normativa aplicable al régimen ordinario. Por lo tanto, esta Comisión considera, en coincidencia con algunas de las alegaciones presentadas a la propuesta, que la redacción adoptada debería especificar que este requisito es de aplicación sólo a las instalaciones en régimen especial.

No obstante, la CNE considera con carácter general que las condiciones para la participación de una instalación de producción en los servicios de ajuste del sistema deberían ser independientes del régimen retributivo a que se encuentre acogida, por lo

---

<sup>4</sup> El apartado 1 a) de dicho artículo 33 establece:

*“1. Las instalaciones objeto del presente real decreto que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 (venta en mercado) podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo teniendo en cuenta que:*

*a) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzar dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.”*

que la redacción definitiva de este P.O. 3.3 habrá de ser reconsiderada en el caso de que la normativa futura equipare dichas condiciones.

#### No consideración de condiciones complejas en caso de limitaciones zonales

Se ha añadido el siguiente párrafo al final del punto 4.2 (“Asignación de ofertas”):

*“En caso de que sobre una UP se encuentren aplicadas limitaciones zonales, el algoritmo de asignación de ofertas para la resolución de desvíos-generación consumo no tendrá en consideración las condiciones complejas de las ofertas que esta UP hubiese presentado.”*

Este párrafo debería ser eliminado. La razón básica de una oferta compleja es evitar su aceptación en caso de que las condiciones planteadas no se cumplan. La imposición por parte del Operador del Sistema de un programa no ofertado sobrepasa lo previsto en el ámbito del mecanismo —ordinario— de asignación de ofertas, objeto del punto tratado, en tanto que el mecanismo *excepcional* de asignación recibe un tratamiento diferenciado, ya previsto en el P.O. vigente. En todo caso, no se ha justificado debidamente el motivo por el que la concurrencia de limitaciones zonales en una unidad de programación justifique ignorar las condiciones de su oferta.

### **3.5 P.O. 3.7: Programación de la generación de origen renovable no gestionable**

#### Comunicación al Gestor de la Red de Distribución de la adscripción a los Centros de Control

El punto 3 de este P.O. regula la información a remitir por los Centros de Control de generación al Operador del Sistema. Adicionalmente, en el punto 4 (“Programación de las modificaciones de producción”) se establece que *“En los casos de restricciones en instalaciones que vierten su energía a la red de distribución, el operador del sistema comunicará al gestor de esta red las instrucciones dadas al Centro de Control correspondiente.”*

Esta Comisión considera que, en aras de una mayor transparencia y mejor colaboración entre el Gestor de la Red de Transporte y los Gestores de Redes de Distribución, sería

conveniente que, de forma rutinaria, el primero facilitara a los segundos el detalle de las correspondientes instalaciones de producción conectadas a la red de distribución que están adscritas a un Centro de Control, así como los cambios que se produzcan en dicha adscripción, y no solamente en el caso de existan restricciones. Este particular podría incorporarse tanto en este P.O. 3.7 como en el punto 5.3.1.9 del P.O. 9 propuesto (*“Información intercambiada por el Operador del Sistema”*)<sup>5</sup>, cuya modificación es también objeto de este informe.

*Toma en consideración del “comportamiento contrastado” en incidentes anteriores de una instalación de producción ante problemas de estabilidad*

El punto 4.2.2 (*“Estabilidad”*), en su redacción propuesta, establece que:

*“El Operador del Sistema evaluará (...) la máxima potencia de generación de origen renovable no gestionable que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad (...). Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las unidades de producción así como el comportamiento contrastado en incidentes anteriores, considerando los requisitos técnicos establecidos en los procedimientos de operación...”*

A juicio de la Comisión, el texto subrayado en el párrafo más arriba reproducido debería ser eliminado, si no se desarrolla el detalle de lo que significa el concepto “comportamiento”. La alusión a la respuesta de una instalación ante problemas de estabilidad adolece de falta de concreción en cuanto al modo en que dicho “comportamiento” será valorado, por lo que no es aplicable sin una mejor especificación. No queda claro, por ejemplo, si el Operador del Sistema mantendrá un registro histórico de incidentes en los que calificará el comportamiento de las instalaciones ante los problemas de estabilidad habidos, ni cuáles serán los criterios de evaluación a emplear, ni cuánto el tiempo o número de incidentes necesario para considerar superado un “mal comportamiento” anterior.

---

<sup>5</sup> (Información a facilitar) *“A los gestores de las redes de distribución:*

*Se les comunicará la información de las instalaciones de generación y red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas. (...)”*

Por otra parte, desde el momento en que la generación no gestionable se encuentra adscrita a un centro de control, se debería considerar a efectos de las limitaciones zonales como generación “gestionable a bajar”, ya que en todo momento estas instalaciones deben responder a este requerimiento si así fuera solicitado por el operador del sistema. Con ello, se maximiza la penetración de este tipo de energía en el sistema, lo que contribuye a alcanzar los objetivos previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Esta Comisión considera pues, que el punto 4.2.2 debería modificarse como sigue:

*“El Operador del Sistema evaluará (...) la máxima potencia de generación de origen renovable no gestionable **no adscrita a un Centro de Control** que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad (...). Para ello tendrá en cuenta la tecnología de cada una de las unidades de producción ~~así como el comportamiento contrastado en incidentes anteriores~~, considerando los requisitos técnicos establecidos en los procedimientos de operación...”.*

### **3.6 P.O. 7.2: Servicio complementario de regulación secundaria**

#### **Limitación para la prestación del servicio a una potencia mínima de 10 MW**

*[Esta consideración aplica también a las modificaciones propuestas a los P.O.s 3.3 y 7.3.]*

El punto 4.2 (“Habilitación de unidades para presentación de ofertas y participación activa en la regulación”) amplía la redacción de uno de los requisitos ya vigentes:

*“Cumplimiento de los requisitos técnicos contenidos en la Instrucción Técnica correspondiente, entre los que se incluirá la verificación de que la potencia máxima de la unidad de programación en la que se integra la instalación de producción es de, como mínimo, 10 MW.”*

En consonancia con lo anterior, se añade el siguiente párrafo al punto 6.1 (“Presentación de ofertas”):

*“En cada uno de los periodos horarios para los que una unidad de programación habilitada presente oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen deberá ser igual o superior a 10 MW.”*

... y en el Anexo I, punto 3.1 (*“Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas”*), se añade asimismo que:

*“En cada uno de los periodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques, a subir o a bajar, que la componen debe ser igual o superior a 10 MW.”*

Tal y como se ha expuesto en las Consideraciones al P.O. 3.3, esta Comisión considera que la redacción adoptada debería especificar que, en tanto no varíe la normativa del régimen ordinario, este requisito es de aplicación únicamente a las instalaciones en régimen especial.

La CNE considera además que, en aras de preservar los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, los requisitos exigibles a las unidades de producción para su participación en los servicios de regulación deben incluirse explícitamente en los P.O.s, ya que no es regulatoriamente apropiado que un P.O. remita a una futura Instrucción Técnica cuyo contenido se desconoce, en una cuestión que restringe la actuación de los sujetos del mercado.

Por otra parte, los cambios introducidos en relación con el servicio complementario de regulación secundaria debieran estar supeditados a un desarrollo normativo de orden superior vinculado al establecimiento, en su caso, de los llamados *“perímetros de equilibrio”*, las condiciones para su formación y adhesión a los mismos, la prevención de la posible consolidación o refuerzo de una determinada posición de dominio de mercado como resultado de dicha figura, etc., como ya ha sido puesto de manifiesto por esta Comisión en su Informe de 15 de noviembre de 2007 a la propuesta de modificación del P.O. 14.4 (*“Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”*).

En tanto una disposición de ese carácter establezca un marco regulatorio estable para la prestación del servicio de regulación secundaria y la adecuada participación del régimen especial en el mismo, modificaciones como las analizadas por el presente Informe no pueden sino considerarse como de carácter provisional.

### **3.7 P.O. 7.3: Servicio complementario de regulación terciaria**

#### Limitación para la prestación del servicio a una potencia mínima de 10 MW

*[Esta consideración aplica también a las modificaciones propuestas a los P.O.s 3.3 y 7.2.]*

La propuesta incluye un nuevo apartado 4.1 (*“Habilitación de unidades para la prestación del servicio”*). Entre los requisitos enumerados se encuentra el siguiente:

*“Verificación de que la potencia máxima de la unidad de programación en la que se integra la instalación de producción es de, como mínimo, 10 MW.”*

En el Anexo I (*“Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria”*), punto 1, se establece además que *“sólo se admitirá una oferta por unidad de programación (...)”* y que *“en cada uno de los períodos horarios para los que se presenta oferta, la suma de los bloques que la componen debe ser igual o superior a 10 MW”*.

Tal y como se ha expuesto en las Consideraciones a los P.O.s 3.3 y 7.2, esta Comisión considera que la redacción adoptada debería especificar que, en tanto no varíe la normativa del régimen ordinario, este requisito es de aplicación sólo a las instalaciones en régimen especial.

### **3.8 P.O. 9: Información intercambiada por el Operador del Sistema**

#### Eliminación de la información correspondiente a la producción eólica

En la versión propuesta se ha suprimido la comunicación y publicidad por parte del Operador del Sistema de su previsión de la producción eólica del sistema peninsular español tanto en tiempo real (punto 5.3.1.1) como con periodicidad diaria (punto 5.3.1.2). Esta Comisión considera que ello constituye un paso atrás, contrario a uno de los fines fundamentales de este P.O., como es el de mejorar el acceso de los sujetos a la

información relevante de mercado en aras de una mayor transparencia y competitividad. La supresión de estos datos es particularmente incongruente con la reciente inauguración el pasado junio del Centro de Control de Régimen Especial (Cecre), cuyo principal objetivo es *“facilitar la máxima integración en cada instante de energía renovable, especialmente eólica, en condiciones de seguridad”*<sup>6</sup>.

Por lo tanto, en opinión de esta Comisión debería mantenerse la redacción original de los puntos 5.3.1.1 y 5.3.1.2 del P.O. 9 en relación con la publicación de la previsión de la producción de energía eléctrica de origen eólico en el sistema eléctrico peninsular.

#### Eliminación de la información relativa al CUPS

En la versión propuesta se han suprimido las menciones a los Códigos Universales de Punto de Suministro de los puntos tipo 1 y 2, en particular en los apartados 6.1 (*“Contenido de la base de datos del Concentrador Principal de Medidas Eléctricas”*), 6.2 (*“Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas”*) y 6.3 (*“Gestión de la información”*). No obstante, sí subsiste una sola de dichas referencias, en particular en el punto 6.2.2. (*“Información para los participantes del sistema de medidas”*). La CNE considera que las referencias al CUPS son útiles y deberían mantenerse, si bien modificadas en su denominación, a tenor de la reciente propuesta de modificación del P.O. 10.8, (*“Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores en régimen especial”*) informado por esta Comisión con fecha 29 de noviembre de 2007.

## **4 CONSIDERACIÓN FINAL**

La completa revisión del conjunto de P.O.s para su adaptación al RD 661/2007, según lo previsto en la Disposición Adicional undécima del RD 871/2007, ha de formar un todo coherente con la actualización de los P.O.s de la serie 14 (procedimientos de operación de liquidaciones, incluido el nuevo 14.8 –*Sujetos de liquidación de las instalaciones del*

---

<sup>6</sup> Referencia al Cecre tomada de la Nota de prensa publicada por el Operador del Sistema con fecha 5 de junio de 2007:

[http://www.ree.es/apps/index\\_dinamico.asp?menu=/cap08/menu\\_not.htm&principal=/apps/ejec\\_ver\\_not.asp?id=1214](http://www.ree.es/apps/index_dinamico.asp?menu=/cap08/menu_not.htm&principal=/apps/ejec_ver_not.asp?id=1214)

*Régimen Especial*), así como con la revisión de las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Portugal-España (Reglas IPE), recientemente informados por esta Comisión con fecha 15 y 29 de noviembre, respectivamente.

## 5 MEJORAS DE REDACCIÓN

Se han detectado los siguientes errores o imprecisiones en la redacción de los P.O.s sometidos a Informe, que se citan a continuación:

### P.O. 3.1

En el párrafo final del apartado f) del punto 2 del Anexo II (cuyo contenido se trata en detalle en el epígrafe 3.2 de este Informe), resulta inconsistente la aclaración “*una (unidad de programación) por tipo (de instalación)*”, cuando dicho párrafo se refiere al tratamiento *individualizado* de una determinada instalación, luego debería considerarse la supresión de dicha especificación:

*“En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación, ~~una por tipo~~, que será integrada en el sistema por él mismo o por su Sujeto Representante o Comercializador.”*

### P.O. 3.2

En el punto 3.4.1.1.5.1, en el cuarto párrafo desde el final: “... ~~sin~~ sistema coordinado de gestión... “

En el punto 3.4.1.1.5.2, segundo párrafo, al haberse eliminado el párrafo anterior, la referencia a “*dichas unidades*” no tiene ya sentido:

*“Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre ~~dichas unidades~~, dando lugar a nuevos programas de energía...”*

En el punto 3.4.1.1.5.3, cuarto párrafo, la mención a las interconexiones con países comunitarios *sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio* resulta

confusa, máxime cuando se cierra dicho párrafo con una referencia a “la necesaria disponibilidad de derechos de capacidad por parte de las unidades de importación de energía en el caso de interconexiones para las que exista un método coordinado de gestión de la capacidad”:

*“Los incrementos de energía programados sobre el PDBF que puedan ser aplicados sobre unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con países comunitarios sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, deberán tener siempre en cuenta los valores máximos de capacidad de intercambio previstos y publicados para la correspondiente interconexión y sentido de flujo, así como la necesaria disponibilidad de derechos de capacidad por parte de las unidades de importación de energía en el caso de interconexiones para las que exista un método coordinado de gestión de la capacidad.”*

### P.O. 7.3

En el nuevo punto 4.1 (“Habilitación de unidades para la prestación del servicio”), en el primer párrafo, tras la enumeración de requisitos a satisfacer para obtener la habilitación, se alude al proceso de gestión de desvíos en lugar de al servicio complementario de regulación terciaria, objeto de este P.O.:

*“Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en proceso de ~~gestión de desvíos~~ **regulación terciaria** de una unidad de producción, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.”*

## **6 CONCLUSIONES**

En virtud de los ANTECEDENTES descritos y sobre la base de las CONSIDERACIONES presentadas, cabe concluir:

**Primera.-** El Operador del Sistema no debería extender las disposiciones relativas a los planes de seguridad a instalaciones de generación no conectadas a la *red observable*, con la definición que de ésta hace el P.O. 8.1.

**Segunda.-** La modificación propuesta al punto 3.2.3 del P.O. 1.6 (*“Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema”*) va más allá de lo establecido por el RD 661/2007 en relación con la generación gestionable. Así, donde el RD dispone que *“las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz”*, la propuesta de P.O. exige que soporten al menos 51.5 Hz sin desconexión. Por lo tanto, la redacción propuesta del mencionado punto 3.2.3 debería alterarse de modo que dicha exigencia se limite a los 51 Hz previstos por el RD, cuando menos en lo que se refiere a la generación en régimen especial, cuya regulación es objeto del RD 661/2007.

**Tercera.-** El número de unidades de programación de venta en que haya de agruparse la producción de las instalaciones en régimen especial debería ser indicativo, y el Operador del Sistema debería contemplar la posibilidad de que, por causas debidamente justificadas, el detalle del nivel de agregación efectivamente alcanzado no se corresponda exactamente con el previsto para su aplicación con carácter general.

**Cuarta.-** El último párrafo añadido al punto 4.2 (*“Asignación de ofertas”*) del P.O. 3.3 debería ser eliminado, ya que la razón de ser de una oferta compleja es evitar su aceptación en caso de que las condiciones planteadas no se cumplan.

**Quinta.-** El Gestor de la Red de Transporte debería facilitar a los Gestores de Redes de Distribución, con carácter general, el detalle de las instalaciones de producción presentes en sus respectivas redes de distribución adscritas a cada Centro de Control, así como los cambios que se produzcan en dicha adscripción. Este particular podría incorporarse tanto en el P.O. 3.7 (puntos 3 ó 4) como en el punto 5.3.1.9 del P.O. 9.

**Sexta.-** La alusión a la respuesta en el pasado de una instalación ante problemas de estabilidad adolece de falta de concreción en cuanto al modo en que dicho “comportamiento” será valorado, por lo que no es aplicable sin una mejor especificación.

Por otra parte, desde el momento en que la generación no gestionable se encuentra adscrita a un centro de control, se debería considerar a efectos de las limitaciones

zonales como generación “gestionable a bajar”, ya que en todo momento estas instalaciones deben responder a este requerimiento si así fuera solicitado por el operador del sistema. Con ello, se maximiza la penetración de este tipo de energía en el sistema, lo que contribuye a alcanzar los objetivos previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

**Séptima.-** Debería mantenerse la redacción original de los puntos 5.3.1.1 y 5.3.1.2 del P.O. 9 en relación con la publicación de la previsión de la producción de energía eléctrica de origen eólico en el sistema eléctrico peninsular; esta información, de creciente relevancia, no debería ser suprimida.

**Octava.-** Deberían mantenerse las referencias a los Códigos Universales de Puntos frontera en el capítulo 6 (“*Concentrador principal de medidas eléctricas*”) del P.O. 9.