



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 34/2010 DE LA CNE SOBRE  
LA PROPUESTA DE  
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN  
PARA LA APLICACIÓN DEL  
PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN  
DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA  
DE SUMINISTRO**

21 de octubre de 2010

## **INFORME 34/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA LA APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO**

En el ejercicio de la función prevista en el punto 1 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión del día 21 de octubre de 2010, ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1 RESUMEN Y CONCLUSIONES**

La Propuesta de los Procedimientos de Operación recoge además de los cambios necesarios para incorporar el mecanismo establecido en el Real Decreto 134/2010, en la redacción dada en el Real Decreto 1221/2010, también cambios derivados de su adaptación al resto de la normativa vigente.

Dicha propuesta incluye los siguientes Procedimientos de Operación:

- Dos nuevos Procedimientos de Operación:
  - **P.O.3.10 “Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro”**. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones por garantía de suministro identificadas en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) que afecten al sistema eléctrico español.
  - **P.O.14.5 “Saldos de las liquidaciones del operador del sistema a los efectos del Real Decreto 2019/1997”**. El objeto de este procedimiento es establecer la prioridad de asignación de los fondos disponibles para equilibrar los posibles déficits en la liquidación del operador del sistema derivados de anotaciones en cuenta cuyo saldo tienen la consideración de ingreso o coste liquidables del sistema a los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 2017/1997. Asimismo, se establece en este procedimiento el precio medio de pagos por capacidad a aplicar a la demanda de

comercializadores y consumidores directos en las liquidaciones sin medidas de demanda.

- Modificación de los siguientes Procedimientos de Operación:
  - **P.O.3.1 “Programación de la generación”**. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.
  - **P.O.3.2 “Resolución de Restricciones Técnicas”**. El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular español en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.
  - **P.O.9 “Información intercambiada por el Operador del Sistema”**. El objeto de este procedimiento es definir la información que debe ser intercambiada entre el Operador del Sistema y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, así como la forma y los plazos en los que dicha información vaya a ser comunicada, intercambiada o publicada.
  - **P.O.14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”**. El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación.

Sin perjuicio de los comentarios realizados por esta Comisión en sus informes 29/2009, 5/2010 y 32/2010 en relación con el mecanismo de resolución de restricciones por seguridad de suministro, a continuación se realizan las siguientes consideraciones sobre los Procedimientos de Operación propuestos.

### **1.1 Liquidación final del Operador del Sistema a partir de la revisión de la CNE en base a costes e ingresos reales (P.O.3.10).** Esta Comisión considera que la

liquidación del exceso o defecto de retribución a cada central deberá tener en cuenta tanto los costes reales incurridos como los ingresos reales obtenidos en el mercado diario, intradiario, en los servicios de ajuste del sistema y a través las liquidaciones definitivas del pago por capacidad asociados a su funcionamiento en los días en los que esté incluida en el Plan de Funcionamiento, con el fin de retribuir exactamente dicha producción al coste unitario regulado, por lo que los Procedimientos de Operación deberían recoger la liquidación correspondiente que debe hacer el operador del sistema y la CNE a estos efectos.

- 1.2 Consideración de las centrales del anexo II no incluidas en el Plan de Funcionamiento (P.O. 3.10 y P.O.14.4).** Esta Comisión considera que deben modificarse los procedimientos de operación para evitar que las centrales obligadas a participar en el procedimiento de garantía de suministro, incluidas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, pero no incluidas en el Plan de Funcionamiento semanal/diario, reciban la retribución regulada del anexo II del Real Decreto . Por otra parte, en el caso de que sea necesario reducir la producción de las centrales de carbón del anexo II en la fase reequilibrio, cabría reducirse en primer lugar aquellas centrales que hayan resultado despachadas en el mercado (PBF) pero que no estuvieran incluidas en el Plan de Funcionamiento semanal/diario del operador del sistema.
- 1.3 Incumplimientos de las centrales incluidas en el Plan de Funcionamiento (P.O. 3.10 y P.O.14.4).** Las Propuestas de Procedimientos deberían contemplar, a efectos del cálculo del incumplimiento, no sólo el volumen programado por restricciones por garantía de suministro, sino también el programado en PBF, siempre que estén incluidas en el Plan de Funcionamiento.
- 1.4 Retribución de las instalaciones, incluidas en el Plan de Funcionamiento, cuando el precio del mercado sea inferior o igual a su coste variable, y hubieran sido despachadas en el mercado por haber ofertado por debajo de su coste variable (P.O.14.4).** El Real Decreto 134/2010 no contempla el derecho de cobro complementario para las instalaciones que resulten despachadas en el PBF en el caso en que el precio del mercado diario sea inferior o igual al coste

variable de la central. Dado que dicha energía sí será retribuida en la revisión que realice la CNE al final del ejercicio, se considera que, por coherencia regulatoria, procede modificar el Real Decreto 134/2010 para que se tenga en cuenta esta casuística no prevista en las liquidaciones provisionales del operador del sistema.

- 1.5 Participación de las centrales del anexo II en la fase II de restricciones técnicas a bajar (P.O. 3.2).** Respecto a la participación de las unidades de programación obligadas a participar en el proceso de restricciones por garantía de suministro, se considera conveniente que aunque no se tengan en cuenta las ofertas de estas unidades en la fase II de restricciones técnicas, sí se puedan presentar a efectos del uso que hace de ellas el Operador del Sistema para la programación en los mercados de tiempo real, por razones de garantía de suministro.
- 1.6 Revisión de la retribución cuando se sobrepase el volumen en un 5% (P.O.3.10).** Se propone que el Procedimiento de Operación 3.10 contemple la revisión de precios previsto en el apartado 1 del anexo II del Real Decreto 134/2010, cuando la central sobrepase en su funcionamiento el volumen de producción de energía fijado por la Secretaría de Estado de Energía y esto implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida.
- 1.7 Eliminación de referencias a la energía necesaria para el proceso industrial de la cogeneración (P.O.3.10.).** Dado que el RD 134/2010 establece en el artículo cuarto del anexo I que la actividad de cogeneración de régimen ordinario queda exceptuada del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, sin limitación alguna, se propone la eliminación de las referencias incluidas en el Procedimiento de Operación 3.10 a este respecto.
- 1.8 Instrumentalización de la obligación de compra en mercado diario por parte de los contratos bilaterales (P.O.3.1).** Se considera que la propuesta incluida en la Procedimiento de Operación 3.1 permite la flexibilidad suficiente para dar cabida a todas las opciones contempladas en la regulación vigente. No obstante, cabría

considerar una mejor descripción del mecanismo en el Procedimiento de Operación definitivo, así como una coordinación con las Reglas del Mercado.

**1.9 Precio medio de pagos por capacidad en liquidaciones sin medidas de demanda (P.O. 14.5).** Se propone mejorar la ponderación de la estructura de demanda a efectos de calcular el precio medio de pagos por capacidad de los comercializadores libre y de último recurso, cuando no existan liquidaciones con medidas de demanda.

**1.10 Corrección de registros de medidas según artículo 15 del Real Decreto 1110/2007 (P.O.14.4).** La corrección de medidas posteriores a la liquidación definitiva que afecte a la producción o al consumo de generadores, deberá liquidarse con el agente encargado de la lectura de la medida.

**1.11 Información a remitir a los gestores de las redes de distribución (P.O.9).** Se incluye como sujetos interesados de esta información a los distribuidores a los que era de aplicación la DT 11ª de la Ley 54/1997.

## **2 ANTECEDENTES**

El día 4 de octubre de 2010 ha tenido entrada en la CNE, la “*Propuesta de procedimientos de operación para la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro*”, para que, de acuerdo con la función antes citada y con el artículo 6 del Reglamento de la CNE, se emita el correspondiente informe preceptivo, por el procedimiento de tramitación de urgencia.

Dicha propuesta ha sido remitida al Consejo Consultivo de Electricidad el 6 de octubre de 2010. Los miembros del Consejo Consultivo enviaron alegaciones por escrito, que se adjuntan, al presente informe.

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, con las modificaciones introducidas por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de

octubre, establece en su Disposición final tercera que el operador del sistema deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación afectados por este Real Decreto.

Con fecha 16 de noviembre de 2009 y 13 de abril de 2010, la CNE aprobó sus informes 29/2009 y 5/2010 sobre las respectivas propuestas de Real Decreto por la que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Con fecha 14 de noviembre, la CNE aprobó su informe 32/2010 sobre la Propuesta de Resolución por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2010 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

### **3 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

La Propuesta de los Procedimientos de Operación recoge además de los cambios necesarios para incorporar el mecanismo establecido en el Real Decreto 134/2010, también cambios derivados de su adaptación a la siguiente normativa vigente:

- Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por la que se establecen las condiciones y procedimientos de funcionamiento y participación en las emisiones primarias.
- Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- Resolución de la SEE de 28 de mayo de 2009 por la que se aprueba el Procedimiento de Operación del Sistema 4.1 y se autoriza la aplicación de las Reglas Conjuntas de Asignación de Capacidad para la interconexión Francia-España (reglas IFE) versión 3.0.
- Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Los principales cambios introducidos son los siguientes:

- Elaboración de dos nuevos procedimientos de operación:

o **P.O.3.10 Solución de restricciones por garantía de suministro**

Se establece el procedimiento de operación de restricciones por garantía de suministro, que tiene las siguientes etapas:

- a) Determinación del plan semanal de funcionamiento de las centrales por el OS, y su actualización diaria, a partir de las cantidades de carbón autóctono fijadas por la SEE, teniendo en cuenta la previsión de la demanda (diaria, semanal y estacional), el estado de la oferta (nivel en los embalses, previsión de energía hidráulica, eólica y solar, planes de mantenimiento, indisponibilidades e intercambios internacionales) y el estado de la central consumidora de carbón (nivel de existencias, capacidad de almacenamiento, estructura del consumo, plan de entregas, indisponibilidad y potencias máximas y mínimas).
- b) Comunicación del plan semanal a las centrales afectadas.
- c) Información diaria a proporcionar al OS:
  - a. Los titulares de las centrales deben nominar el plan de funcionamiento diario de sus grupos, compatible con el plan semanal.
  - b. La cogeneración debe comunicar el programa de producción necesario para “garantizar el proceso industrial asociado”.
  - c. Las centrales que consumen gas siderúrgico, el programa de producción necesario para “garantizar el consumo de gas siderúrgico”.
- d) Identificación de las restricciones por garantía de suministro:
  - a. Incrementos de energía programada, por encima del mínimo técnico, que garanticen el cumplimiento del plan semanal, y sean compatibles con la seguridad del sistema.
  - b. Reducción de programas de instalaciones térmicas de carbón y de fuel oil, en orden a sus emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, y a continuación, ciclos combinados de gas natural en forma proporcional a sus programas. No se considerará en esta reducción de programas a las centrales de carbón autóctono que no hayan alcanzado las



cantidades máximas establecidas para cada año, ni el programa mínimo previsto de gas siderúrgico, ni a la cogeneración ni a las instalaciones de régimen ordinario que perciben primas, ni a las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales.

e) Comunicación a los agentes y liquidación de los redespachos a subir y a bajar.

o **P.O. 14.5 Saldos de las liquidaciones del operador del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997**

Se establece el procedimiento de operación de liquidación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro para que:

a) Las centrales consumidoras de carbón autóctono perciban el coste fijo y variable establecido a partir del saldo resultante entre los ingresos y costes del mecanismo de pagos por capacidad, y el saldo restante sea considerado como ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997.

b) Las centrales cuyo programa resulte reducido adquieran una obligación de pago equivalente a la energía casada valorada al precio del mercado diario.

c) Se establece el precio medio de pagos por capacidad a aplicar en las liquidaciones sin medidas reales de demanda.

- Modificación de otros procedimientos de operación ya existentes:

o **P.O 3.1 Programación de la generación**

Se modifica el P.O. 3.1 para referir los periodos de programación a la Hora Central Europea (CET), adaptar los intercambios de información, contemplar un plazo mínimo de 1 hora desde que se comunica la casación al OS y éste publica el PDBF, y dar de alta a los contratos bilaterales que deberán presentar ofertas de adquisición en el mercado diario a un precio que refleje el coste de oportunidad, según lo establecido en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

o **P.O. 3.2 Resolución de restricciones técnicas**

Se modifica el P.O. 3.2 para que no participen en restricciones técnicas las importaciones y las exportaciones cuando exista un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, o mecanismos de balance coordinados, se reconozca

el coste del arranque de las segundas turbinas de ciclos combinados multiteje, se puedan actualizar las ofertas por restricciones en tiempo real, se apliquen en restricciones las ofertas complejas en los incrementos de programa, únicamente cuando el programa horario sea nulo o se encuentre en rampa descendente, y se comuniquen al OS a través del *e-sios* las restricciones técnicas en la red de distribución, y se permita el uso de las unidades de generación para resolver restricciones en sistemas vecinos y viceversa.

o **P.O.9 Información intercambiada por el Operador del Sistema**

- a) Se eliminan en este PO todas las referencias a las subastas CESUR, en aplicación de la Orden/1601/2010, de 11 de junio, en la que desaparecen las liquidaciones físicas o por diferencias derivadas de las mismas.
  - b) Se eliminan en este PO todas las referencias a los agentes externos, distribuidores y clientes cualificados, en aplicación del RD 485/2009, de 3 de abril.
  - c) Se introducen otras mejoras de redacción y de comunicación conforme al RD 134/2010.
- o P.O 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema
- a) Se establece la liquidación del cierre de la energía según RD 485/2009, de 3 de abril.
  - b) Se suprimen las referencias al contrato REE-EDF.
  - c) Se incluye la liquidación de la energía por órdenes de interrumpibilidad según la Orden ITC/2370/2007.
  - d) Se adapta el procedimiento a la Circular 4/2009 de la CNE, de liquidación de la prima equivalente.
  - e) Se realizan otras modificaciones y mejoras.

#### **4 CONSIDERACIONES GENERALES**

Sin perjuicio de los comentarios realizados por esta Comisión en sus informes referidos anteriormente 29/2009, 5/2010 y 32/2010 en relación con el mecanismo de resolución de restricciones por seguridad de suministro, a continuación se realizan las siguientes consideraciones sobre los Procedimientos de Operación propuestos.

#### **4.1 Liquidación final del Operador del Sistema a partir de la revisión de la CNE en base a costes e ingresos reales (P.O.3.10)**

El apartado 1 del anexo II del Real Decreto 134/2010, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, establece que el Operador del Sistema liquidará el exceso o defecto de retribución a cada central en función de los costes reales auditados por la CNE. También se establece en el mismo apartado que deberán descontarse cualquier ayuda que perciba así como “*otros ingresos asociados al funcionamiento al amparo de este real decreto.*” En ese sentido, el apartado 4 del artículo único de este Real Decreto establece que “*los titulares deberán llevar en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a la generación de estas centrales en el Plan de Funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro.*” Según esto, esta Comisión considera que la liquidación del exceso o defecto de retribución a cada central deberá tener en cuenta tanto los costes reales incurridos , como los ingresos obtenidos en el mercado diario, intradiario, en los servicios de ajuste del sistema, y a través del pago por capacidad real, con el fin de retribuir exactamente dicha producción al coste unitario regulado , en los periodos en los que dicha central haya sido incluida en el Plan de Funcionamiento del OS. Esta liquidación sería necesaria de acuerdo con los criterios establecidos en el Marco comunitario sobre ayudas estatales en forma de compensación por servicio público (2005/C 297/04), donde se establece que los costes deben ser todos los soportados en concepto del funcionamiento del servicio de interés económico general y los ingresos todos los procedentes de dicho servicio. A este respecto, si bien es cierto que las centrales del anexo II, cuando estén incluidas en el Plan de Funcionamiento podrían perder el incentivo a participar en los servicios de ajuste del sistema, o a cumplir con una cierta disponibilidad en los periodos de punta, el funcionamiento de estas centrales debe considerarse sujeto al marco de un servicio público y no orientado en ningún caso a un sistema de incentivos. Se deben excluir de esta liquidación los costes de los desvíos entre programas y medidas, con el fin de evitar ineficiencias en el sistema.

Cabría plantearse dos alternativas para llevar a cabo esta liquidación de excesos y defectos de retribución. Por una parte, el ajuste de ingresos podría tenerse en cuenta al final del ejercicio en el cálculo de la revisión de la CNE. Para ello, sería necesario explicitar lo anterior en el apartado 11.4 de la propuesta de Procedimiento de Operación

3.10 relativo a la liquidación conforme a medidas finales de energía. A estos efectos, se propone el siguiente párrafo:

*“El Operador del Sistema efectuará una liquidación final del exceso o defecto de retribución en función del cálculo de los costes reales que le comunique la Comisión Nacional de la Energía y de los ingresos obtenidos vía el mercado, los servicios de ajuste del sistema y los cobros por capacidad de estas centrales correspondientes a de su despacho durante su inclusión en el Plan de Funcionamiento.”*

Por otra parte, este mismo ajuste de liquidación podría realizarse en los derechos de cobro y obligaciones de pago establecidos en el P.O.14.4 en la liquidación que realiza el Operador del Sistema de los mercados posteriores al PBF, en los días en los que las centrales se encuentren incluidas en el Plan de Funcionamiento. Esta opción podría evitar la aplicación de la revisión prevista en el apartado 1 del anexo II del Real Decreto 134/2010 cuando se sobrepasa el volumen de producción máximo implicando una retribución superior al 5% de la inicialmente establecida.

#### **4.2 Consideración de las centrales del anexo II no incluidas en el Plan de Funcionamiento (P.O. 3.10 y P.O.14.4)**

El apartado 3 del anexo II del Real Decreto 134/2010 establece las obligaciones de pago y derechos de cobro correspondientes a las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro cuando resulten programadas en el mercado diario. La única condición establecida para ello es que el volumen máximo de producción no haya sido alcanzado, no incluyendo ninguna exigencia a estas centrales de estar incluidas en el Plan de Funcionamiento semanal/diario comunicado por el operador del sistema. De acuerdo con esto, el apartado 4.1.6.1 de la Propuesta de P.O.14.4. y el apartado 11.1 del P.O.3.10, establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago para todas las centrales del anexo II que resulten despachadas en el PDBF, sin tener en cuenta su inclusión o no en el Plan de Funcionamiento semanal/diario del Operador del Sistema, así como para las que resulten programadas específicamente en restricciones por garantía de suministro.

No obstante, en el apartado 3 del artículo único del Real Decreto 134/20100 se hace referencia a los derechos de cobros y obligaciones de pago en los términos establecidos en el anexo II sólo cuando las centrales se encuentren incluidas en el Plan de Funcionamiento. Por tanto, debería interpretarse, que si bien la redacción del anexo II es más amplia, la restricción introducida por dicho apartado 3 implica que únicamente procede el derecho a cobro o la obligación de pago del anexo II en aquellos días en que estas centrales estén incluidas en el Plan de Funcionamiento. Por tanto, se considera que en los apartados mencionados del Procedimiento de Operación 14.4 y 3.10, donde se establecen las obligaciones de pago y derecho de cobro, habría que hacer referencia a las centrales incluidas en el Plan de Funcionamiento y no a las unidades obligadas a participar en el proceso de restricciones por garantía de suministro.

Por otra parte, se espera que el Plan de Funcionamiento diario del operador del sistema esté diseñado de tal forma que se consiga una distribución óptima en el año del quemado de los cupos y se mantenga una cierta equidad entre los ritmos de consumo de carbón. Por tanto, en la fase de recuadre, en el caso de que sea necesario reducir la producción de las centrales de carbón del anexo II, cabría reducirse en primer lugar aquellas centrales que hayan resultado despachadas en el PBF pero que no estuvieran incluidas en el Plan de Funcionamiento diario del operador del sistema (en la propuesta del P.O 3.10 el reparto se hace a prorrata entre todas las centrales de carbón del anexo II que no hayan alcanzado su volumen máximo, y preferiblemente en aquellas no despachadas en PBF).

#### **4.3 Incumplimientos de las centrales incluidas en el Plan de Funcionamiento (P.O. 3.10 y P.O.14.4)**

El P.O 14.4 (apartado 4.1.6.3) y el P.O. 3.10 (apartado 11.4) establecen la parte de la compensación que las instalaciones deben devolver en el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por restricciones por garantía de suministro. Sin embargo, dichos propuestas de procedimiento no contemplan los incumplimientos de programa de aquellas instalaciones que hayan resultado casadas en el PBF. De esta forma, estas instalaciones obtendrían un derecho de cobro de acuerdo con su retribución regulada por haber resultado despachadas en el PBF y no se verían penalizadas en ningún caso por incumplimiento de programa. Con el fin de evitar esta asimetría, se

propone que el incumplimiento sea calculado para las centrales del anexo II, siempre que estén incluidas en el Plan de Funcionamiento, teniendo en cuenta en cualquier caso el programa en el PBF, más el programa de restricciones por garantía de suministro, que es lo que va a utilizar el Operador del Sistema para calcular su retribución.

#### **4.4 *Retribución de las instalaciones incluidas en el Plan de Funcionamiento cuando el precio del mercado sea inferior o igual a su coste variable y hubieran sido despachadas en el mercado por haber ofertado por debajo de su coste variable (P.O.14.4).***

El apartado 3 del anexo II del Real Decreto 134/2010 establece las obligaciones de pago y los derechos de cobro que corresponden a las centrales con obligación a participar en restricciones por garantía de suministro, que resulten programadas en el PBF. En concreto, se contempla el caso en que el precio del mercado diario sea superior al coste unitario total y el caso en que el precio del mercado diario sea superior al coste variable de la central. Sin embargo, no se contempla en el Real Decreto el caso en que el precio del mercado diario sea igual o inferior al coste variable de la central, e inferior al coste unitario total. El primer caso resultaría cuando alguna central del anexo II fijara el precio marginal, y el segundo siempre que la central ofertara por debajo de su coste variable<sup>1</sup> y resultara casada en el mercado diario. En estos casos, dado la redacción del Real Decreto 134/2010, no resultaría ningún derecho de cobro en la liquidación del Operador del Sistema, pero sí obtendrían el derecho de cobro correspondiente al ejercicio vencido, cuando la CNE realizara la revisión en base a la energía real producida. Por tanto, por coherencia regulatoria, se propone modificar el Real Decreto 134/2010 para que tenga en cuenta la casuística no prevista.

En caso de que no se contemple la propuesta anterior, sería necesario modificar el apartado 4.1.6.1 del P.O. 14.4. para que en el caso de que el precio del mercado diario sea inferior o igual al coste variable de la central despachada en el PBF, ésta no perciba ningún derecho de cobro.

---

<sup>1</sup> De acuerdo con el artículo único.2 del Real Decreto 134/2010, los titulares de las centrales del anexo II están obligados a presentar ofertas de venta en el mercado diario a un precio máximo igual al coste variable establecido por la SEE, por lo tanto podrían ofertar a un precio menor a dicho coste variable

#### **4.5 Participación de las centrales del anexo II en la fase II de restricciones técnicas a bajar (P.O. 3.2)**

Respecto a la participación en la fase II de restricciones técnicas a bajar de las unidades de programación obligadas a participar en el proceso de restricciones por garantía de suministro, se considera conveniente que aunque, no se tengan en cuenta las ofertas de estas unidades en la fase II de restricciones técnicas, sí se deberían presentar a efecto de su utilización para la programación en los mercados de tiempo real. A este respecto se propone la siguiente alternativa de redacción al tercer párrafo del apartado 10.1 del Procedimiento de Operación 3.2 de resolución de restricciones técnicas:

*“~~quedarán exceptuadas de participar~~ no se tendrán en cuenta en la fase 2 del proceso de resolución de restricciones técnicas las ofertas enviadas, cuando resulte necesario resolver en esta fase un exceso de generación, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas. “*

#### **4.6 Revisión de la retribución cuando se sobrepase el volumen en un 5% (P.O.3.10)**

El artículo 1 del anexo II del RD 134/2010 establece una liquidación adicional por parte del Operador del Sistema, anterior a la definitiva de la CNE, cuando la central sobrepase en su funcionamiento el volumen de producción de energía fijado por la Secretaría de Estado de Energía y esto implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida. El Procedimiento de Operación 3.10 no contempla dicha revisión, por lo que debería modificarse incluyendo el siguiente párrafo:

*“El Operador del Sistema comunicará a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de Energía qué centrales han sobrepasado el volumen de producción de energía fijado por la Secretaría de Estado de Energía y que implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida por garantía de suministro, para que la Secretaría de Estado de Energía fije los nuevos precios de retribución de la energía. El Operador del Sistema procederá a liquidar el exceso de retribución en concepto de coste correspondiente al volumen máximo de producción alcanzado por la central.”*



#### **4.7 Eliminación de referencias a la energía necesaria para el proceso industrial de la cogeneración en el P.O.3.10**

El Procedimiento de Operación 3.10 establece por una parte, que los titulares de las instalaciones de cogeneración deberán remitir el valor del programa de venta de energía necesario para garantizar el proceso industrial asociado, y por otra parte, que éstas quedan exceptuadas de la fase de reequilibrio. Dado que el RD 134/2010 establece en el artículo cuarto del anexo I que la actividad de cogeneración de régimen ordinario queda exceptuada del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, sin limitación alguna, se propone la eliminación de las referencias incluidas en el Procedimiento de Operación 3.10 a este respecto:

*(Apartado 5). “5. Comunicación al Operador del Sistema de programas de funcionamiento ~~Los sujetos titulares de instalaciones que realicen actividades de cogeneración deberán comunicar al OS, el valor del programa de venta de energía establecido en el PDBF necesario para garantizar el proceso industrial asociado.~~*

*(Apartado 6.2.1)“ Las instalaciones de régimen ordinario que realicen actividades de cogeneración, ~~por los valores del programa de funcionamiento establecido en el PDBF para garantizar el proceso industrial asociado, que haya sido comunicado al OS de acuerdo con el apartado 5 de este procedimiento de operación.”~~*

#### **4.8 Instrumentalización de la obligación de compra en mercado diario por parte de los contratos bilaterales (P.O.3.1)**

La obligación de ofertar al mercado la energía comprometida en contratos bilaterales establecida en el RD 485/2009 está cumpliéndose en la actualidad por los agentes utilizando diversas formas de instrumentación. El informe de la CNE de 29 de octubre de 2009 sobre las modificaciones a las Reglas del mercado, en relación con esta obligación, consideraba que “*un único mecanismo [...] sería conveniente desde un punto de vista operativo y de supervisión, al simplificar el seguimiento y la presentación de ofertas al mercado eléctrico. [...] Sin embargo, teniendo en cuenta que la redacción dada en la*



*Orden ITC/1659/2009<sup>2</sup> amplía las posibilidades de dar cumplimiento a lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, las Reglas del Mercado no deberían ser más restrictivas, estableciendo un único mecanismo en este sentido. Por tanto, las Reglas del Mercado deberían recoger además del mecanismo establecido en la Orden, el mecanismo establecido en el Real Decreto 485/2009<sup>3</sup>.*

En este sentido, esta Comisión considera que la Propuesta del Procedimiento de Operación 3.1 daría, por una parte, cumplimiento a la instrumentalización de contratos bilaterales según lo establecido en el Real Decreto 485/2009 a través del apartado 5.5.4., permitiendo en el proceso de nominaciones posterior al mercado diario asociar las unidades de compra con las instalaciones de generación de los contratos bilaterales. Por otra parte, sigue siendo válida la opción recogida en la Orden ITC/1659/2009 de permitir ofertas de adquisición precio aceptantes. En resumen, se considera que la propuesta incluida en la Procedimiento de Operación 3.1 permite la flexibilidad suficiente para dar cabida a todas las opciones contempladas en la regulación. No obstante, a la luz de los comentarios recibidos por parte de algunos miembros del Consejo Consultivo, cabría considerar una mejor descripción del mecanismo en el Procedimiento de Operación definitivo.

En cualquier caso, como ya dijo la CNE en su informe anteriormente citado *“las modificaciones que se introduzcan en el Procedimiento de Operación 3.1 “Programación de la generación”, en relación con esta obligación, “deberán ser coherentes con el mecanismo que se establezca en las Reglas del Mercado”, y “debería elaborarse de manera coordinada” entre el Operador del Sistema y el Operador del Mercado.*

---

<sup>2</sup> La Orden ITC/1659/2009 regula que lo establecido en el Real Decreto 485/2009, también se entenderá cumplido mediante la presentación por el titular de las instalaciones de generación que haya suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, de una oferta de adquisición, precio aceptante, al mercado diario, que considere el volumen total de energía comprometida en dichos contratos, y presente una oferta de venta al mercado diario por cada una de las unidades de producción disponibles, incluyendo las unidades de producción consideradas para el cumplimiento de los contratos bilaterales físicos.

<sup>3</sup> El Real Decreto 485/2009 establece que los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía deberán presentar ofertas de adquisición en el mercado diario por el volumen total de energía igual a la comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones

#### **4.9 Precio medio de pagos por capacidad en liquidaciones sin medidas de demanda (P.O. 14.5)**

En el P.O. 14.5 se revisa el mecanismo de cálculo del precio medio de pagos por capacidad a aplicar por el Operador del Sistema, necesidad puesta de manifiesto en el informe 29/2010 de esta Comisión. No obstante, se considera necesario, en lo que a los comercializadores se refiere, tener en cuenta los siguientes comentarios:

- Dado que la demanda sigue un patrón estacional sería más adecuado que en la ponderación de los precios de cada tarifa de acceso se empleara en vez de las medidas liquidadas de los tres últimos meses, las medidas correspondientes al mismo mes del año anterior.
- En el caso de nuevos comercializadores, debido a que no se dispone de medidas, , se hace necesario aplicar un precio único medio a toda la demanda comprada por el comercializador de acuerdo con su programa de mercado. En estos casos, para los comercializadores libres el precio medio se debería calcular ponderando los precios con los porcentajes de demanda mensual en barras de central de cada tarifa de acceso obtenidos con las medidas liquidadas a toda la demanda, descontada la correspondiente a los consumidores acogidos a tarifas de último recurso, en el mismo mes del año anterior. Para los comercializadores de último recurso el precio medio se debería calcular considerando que toda la demanda de los mismos está conectada en baja tensión.

#### **4.10 Corrección de registros de medidas según artículo 15 del Real Decreto 1110/2007(P.O.14.4)**

De acuerdo con la propuesta de P.O. 14.4, en el caso de que la corrección afecte a la producción o al consumo de generadores, ya sean de régimen ordinario como de régimen especial, el sujeto de liquidación de la instalación afectada liquidará la corrección con el distribuidor al que esté conectado, o en el caso de estar conectado al transporte, con el distribuidor cuyas instalaciones se encuentren más próximas al punto de conexión con el transportista. Al respecto, se entiende preciso resaltar que si la instalación genera más de

450 kW (tipo 1 y 2 del RD 1110/2007) el responsable de esa medida es el OS. Por ello, no se considera adecuado que en un “conflicto” entre el OS y un generador se involucre a un tercer agente, el distribuidor, que nada ha tenido que ver con el error en la medida.

#### **4.11 Información a remitir a los gestores de las redes de distribución (P.O.9)**

En el punto “5.10.3.2 del P.O. 9, en el último párrafo se excluye expresamente a los distribuidores de la DT 11ª de la Ley 54/1997. En la situación actual ya no existen distribuidores de la DT 11ª, por lo que, en puridad, el OS debería mandar la información que se recoge en este punto a todos los distribuidores. Por ello, podría hacerse el siguiente comentario:

*“Dado que la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 ya no es de aplicación a ningún distribuidor, el último párrafo del punto 5.10.3.2 debería modificarse en el siguiente sentido:*

*El OS, con carácter mensual, facilitará a los gestores de la red de distribución a los que no les era de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones inscritas en dichos centros. Dicha información se remitirá anualmente a los gestores de las redes de distribución a los que les era de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.”*

## **5 FE DE ERRATAS**

En el P.O.3.10, en el segundo párrafo del apartado 6.1.4 donde dice “*apartado 5.2 de este procedimiento*”, debe decir “*apartado 6.2 de este procedimiento*” y donde dice “*apartado 5.2.2 de este procedimiento*”, debe decir “*apartado 6.2.2 de este procedimiento*”.