

I. DISPOSICIONES GENERALES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

15049 *Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para permitir el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo en el mercado eléctrico ibérico a las 15:00 CET, de acuerdo a la Decisión de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores n.º 04/2018, de 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.*

El mercado eléctrico ibérico (MIBEL) ha mantenido su modelo tradicional consistente en una subasta el día anterior al negociado (mercado diario acoplado mediante algoritmo único con el resto de mercados europeos desde 2014) y de 6 subastas intradiarias en las que participan las zonas de precio española y portuguesa.

Desde el 12 de junio de 2018, el MIBEL se incorporó a la plataforma de negociación continua intradiaria, permitiendo a los agentes ajustar sus posiciones en el mercado tanto en las subastas intradiarias como en la negociación continua. Actualmente el mercado continuo se abre a las 22:00 tras la publicación de los resultados de la primera subasta intradiaria.

En cumplimiento del artículo 59 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía estableció en su Decisión n.º 04/2018, del 24 de abril de 2012, que la apertura del mercado intradiario continuo europeo debía ser a las 15:00 del día anterior al negociado (D-1).

Por otro lado, Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía estableció en su Decisión n.º 01/2019, la metodología para fijación del precio de las capacidades en el ámbito intradiario, consistente en la implementación de tres subastas intradiarias paneuropeas, de acuerdo con los siguientes horarios: 15h00 CET y 22h00 CET del día D-1, y 10h00 CET del día D.

Con objeto de responder al requerimiento de abrir la negociación continua a las 15:00 D-1, y a la vez adaptarse a los horarios de las futuras subastas intradiarias paneuropeas, los operadores del sistema (REN y REE) y el operador del mercado (OMIE) ibéricos, propusieron implementar una subasta regional intradiaria antes de la apertura de la negociación en el mercado intradiario continuo, en sustitución de una de las seis subastas actuales.

Tras los comentarios recibidos en consulta pública, las autoridades reguladoras ibéricas, CNMC y ERSE, decidieron que la introducción de la subasta de apertura a las 15:00 D-1, se debía hacer suprimiendo la última subasta correspondiente a las 12:55 del día D y hacer coincidir así, los horarios de las nuevas tercera y sexta subasta con las futuras subastas paneuropeas.

A estos efectos, recibida propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica para implementar en el MIBEL la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 horas del día anterior al negociado (D-1), así como propuesta de modificación de determinados procedimientos de operación (P.O) para su adaptación al mercado intradiario a las 15:00 horas (P.O. 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia», P.O. 3.1 «Programación de la generación», P.O. 3.2

«Restricciones técnicas», P.O. 3.3 «Gestión de desvíos», P.O. 3.6 «Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción», P.O. 3.8 «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas pre-operacionales de funcionamiento», P.O. 7.3 «Regulación terciaria», y P.O. 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sustanció trámite de audiencia e información pública. Asimismo, las propuestas fueron remitidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica. Por su parte, la propuesta de modificación de reglas del mercado ha sido sometida, igualmente, al Consejo de Reguladores del MIBEL, de acuerdo con el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004.

Vistos los antecedentes de hecho y los fundamentos de derecho correspondientes, en cumplimiento de la función prevista en el artículo 7.38 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y según lo previsto en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/2195, del 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, la Sala de Supervisión Regulatoria, considerando que las propuestas recibidas recogen los cambios necesarios para la adaptación de reglas y procedimientos de operación a la nueva apertura del mercado intradiario a las 15:00 D-1, resuelve:

Primero.

Aprobar las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica (incluyendo el correspondiente modelo del contrato de adhesión) y los procedimientos de operación 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4, recogidos en los anexos a esta resolución.

Segundo.

Estas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y los procedimientos de operación mencionados surtirán efectos desde el 12 de noviembre de 2019.

Tercero.

Requerir al operador del mercado y al operador del sistema, según corresponda, para que lleven a cabo las actuaciones conforme a lo indicado en el fundamento de derecho tercero de esta resolución.

Notifíquese esta resolución al operador del mercado y al operador del sistema, publíquese en la página web de la CNMC, y publíquese en el «Boletín Oficial del Estado» de conformidad con lo establecido a este respecto en el artículo 7.38 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Madrid, 10 de octubre de 2019.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXOS

Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica

Índice

- Preámbulo
- Capítulo primero. Reglas generales.
 - Regla 1.^a El mercado de producción.
 - Regla 2.^a El operador del mercado diario e intradiarios.
 - Regla 3.^a Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión.
- Capítulo Segundo. Sujetos.
 - Regla 4.^a Agentes del mercado diario e intradiarios.
 - 4.1 Sujetos que pueden ser agentes del mercado de producción
 - 4.2 Adquisición de la condición de agente del mercado.
 - 4.3 Agentes con posibilidad de entrega física.
 - Regla 5.^a Vendedores.
 - 5.1 Mercado diario.
 - 5.2 Mercados intradiarios.
 - Regla 6.^a Compradores.
 - 6.1 Mercado diario.
 - 6.2 Mercados intradiarios.
 - Regla 7.^a Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.
 - Regla 8.^a Prestación de garantías.
 - Regla 9.^a Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado.
 - 9.1 Comunicación al ministerio de energía, turismo y agenda digital y a la comisión nacional de los mercados y la competencia.
 - 9.2 Comunicaciones de las altas como agentes del mercado.
 - 9.3 Comunicación de las bajas de representación.
 - Regla 10.^a Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado.
- Capítulo Tercero. Ofertas.
 - Regla 11.^a Características generales de las ofertas.
 - Regla 12.^a Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado.
 - Regla 13.^a Tiempo de presentación de las ofertas.
 - Regla 14.^a Lugar de presentación de las ofertas.
 - Regla 15.^a Verificación de las ofertas.
 - 15.1 Verificación del estado de la sesión para la presentación de ofertas.
 - 15.2 Verificación del agente.
 - 15.3 Verificación de la unidad de oferta.
 - Regla 16.^a Confirmación de las ofertas.
 - Regla 17.^a Firmeza de las ofertas.

Capítulo cuarto. Información y confidencialidad.

Regla 18.^a Confidencialidad y publicidad de la información.

Regla 19.^a Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado.

19.1 Información del mercado diario.

19.2 Información de los mercados intradiarios.

19.3 Información de las liquidaciones.

Regla 20.^a Publicación periódica de información de carácter público.

20.1 Curvas agregadas de oferta y demanda y comercio internacional e intracomunitario.

20.2 Información sobre agregados del mercado.

20.3 Cuotas.

20.4 Publicación de la información del mercado por la pérdida del carácter de confidencial.

Regla 21.^a Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al comité de agentes del mercado.

Regla 22.^a Información al público.

Capítulo quinto. Comité de agentes del mercado de producción.

Regla 23.^a Funciones del comité de agentes.

Regla 24.^a Composición del comité.

Regla 25.^a Designación de los miembros del comité de agentes del mercado de producción.

Regla 26.^a Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno.

Capítulo sexto. Mercado diario.

Regla 27.^a Objeto y conceptos básicos.

Regla 28.^a Ofertas al mercado diario.

28.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

28.1.1 Ofertas simples.

28.1.2 Ofertas complejas.

28.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

28.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales, contratos bilaterales nacionales y el resultado de las subastas de opciones de emisión primaria de energía.

28.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

28.3.2 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

28.3.3 Definición e incorporación de la información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales.

28.3.4 Definición e incorporación de la información sobre los contratos bilaterales nacionales.

28.4 Verificación de las ofertas.

28.4.1 Verificación del estado de la sesión.

28.4.2 Verificación del agente.

28.4.3 Verificación del cumplimiento de garantías.

28.4.4 Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

28.5 Validaciones a la comunicación de la información de contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema.

28.6 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

28.7 Efectos de la inclusión de la oferta de compra y venta en el proceso de casación.

28.8 Presentación de ofertas de contratos bilaterales con entrega física.

Regla 29.^a Entrega física de la energía negociada a plazo.

29.1 Definición de unidad de contratación a plazo (UCP).

29.2 Entrega de posiciones para su liquidación por entrega física del operador del mercado a plazo.

29.2.1 Período de envío.

29.2.2 Validaciones y respuesta.

29.3 Efectos de reenvío de información. Anulación de desagregaciones de los agentes previamente enviados.

29.4 Recepción de desagregaciones de las posiciones abiertas de los agentes.

29.4.1 Período de envío.

29.4.2 Contenido.

29.4.3 Desagregaciones por defecto.

29.4.4 Validaciones en la recepción y respuesta.

29.4.5 Actualización de información.

29.4.6 Creación de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado a plazo.

29.5 Intercambio de información con el operador del mercado a plazo.

29.5.1 Información de datos estructurales.

29.5.2 Información general de los mercados.

Regla 30.^a Procedimiento de casación del mercado diario.

30.1 Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario.

30.2 Procedimiento de casación.

30.2.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas de venta y determinación de la curva de oferta de venta.

30.2.2 Determinación de la curva de adquisición.

30.3 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de ingresos mínimos.

30.4 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de gradientes.

30.5 Tratamiento de las ofertas con la condición de indivisibilidad.

30.6 Recasación del mercado diario ibérico.

30.7 Reapertura de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario.

Regla 31.^a Resultado de la casación del mercado diario.

Regla 32.^a Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario.

32.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

Regla 33.^a Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario.

Regla 34.^a Situaciones excepcionales.

Regla 35.^a Liquidación del mercado diario.

35.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación del mercado diario.

35.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en el mercado diario.

35.3 Derechos de cobro en el mercado diario.

35.4 Obligaciones de pago en el mercado diario.

35.5 Ingresos en el mercado diario por el proceso de separación de mercados.

35.5.1 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Portugal.

35.5.2 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Francia.

35.6 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado diario.

Capítulo séptimo. Programas recibidos con posterioridad al mercado diario.

Regla 36.^a Programa diario base de funcionamiento.

Regla 37.^a Programa diario viable.

Capítulo octavo. Mercado intradiario de subastas.

Regla 38.^a Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas.

Regla 39.^a Ofertas al mercado intradiario de subastas.

39.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

39.1.1 Ofertas simples.

39.1.2 Ofertas complejas.

39.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

39.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

39.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

39.3.2 Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

39.3.3 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

39.4 Verificación de las ofertas.

39.4.1 Verificaciones comunes a las ofertas de compra y venta.

39.4.2 Verificaciones específicas de las ofertas de venta.

39.4.3 Verificaciones específicas de las ofertas de adquisición.

39.5 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

39.6 Efectos de la inclusión en la casación de las ofertas.

Regla 40.^a Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas.

40.1 Elementos básicos del procedimiento de casación en el mercado intradiario de subastas.

40.2 Procedimiento de casación simple.

40.3 Procedimiento de casación cuando concurren ofertas de compra y venta y complejas.

40.3.1 Búsqueda de una primera solución válida.

40.3.2 Mejora sucesiva de la primera solución válida.

40.4 Proceso de casación cuando se exceda la capacidad neta de referencia de intercambio en las interconexiones internacionales.

- 40.4.1 Supuesto de aplicación.
- 40.4.2 Predeterminación de los datos a considerar.
- 40.4.3 Procedimiento de determinación de la solución final.
- 40.4.4 Procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa.

Regla 41.^a Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.

- 41.1 Cálculo del programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas.
- 41.2 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

Regla 42.^a Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.

Regla 43.^a Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas.

43.1 Indisponibilidad del programa diario viable.

Regla 44.^a Liquidación de las subastas del mercado intradiario.

- 44.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación de las subastas de mercado intradiario.
- 44.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en las subastas del mercado intradiario.
- 44.3 Derechos de cobro en las subastas del mercado intradiario.
- 44.4 Obligaciones de pago en las subastas del mercado intradiario.
- 44.5 Ingresos en las subastas del mercado intradiario por el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.
- 44.6 Publicación de los resultados de la liquidación de las subastas del mercado intradiario.

Regla 45.^a Objetivo y conceptos básicos.

Regla 46.^a Ofertas al mercado intradiario continuo.

- 46.1 Ofertas.
- 46.2 Proceso de envío de ofertas.

46.2.1 Límites máximos y mínimos de cantidad de energía y precio aceptados por el operador del mercado en el mercado intradiario continuo.

46.2.2 Validación de ofertas.

46.2.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, limitaciones a la posibilidad de ofertar y capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

46.2.4 Verificaciones de la energía máxima de venta a ofertar en un contrato.

46.2.5 Verificaciones de la energía máxima de adquisición a ofertar en un contrato.

46.2.6 Aceptación de ofertas.

46.2.7 Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

46.2.8 Libro de ofertas del mercado intradiario continuo.

46.2.9 Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo.

46.2.10 Cesta de ofertas (Basket Orders).

46.2.11 Procedimiento de modificación o creación de nuevos tipos de ofertas por el operador de mercado.

46.2.12 Información proporcionada por la plataforma de negociación del operador de mercado.

- Regla 47.^a Casación de ofertas en mercado intradiario continuo.
- 47.1 Casación de ofertas.
 - 47.2 Firmeza y efectos de la casación.
- Regla 48.^a Desagregaciones de las unidades porfolio.
- 48.1 Contenido de las desagregaciones.
 - 48.2 Envío de desagregaciones.
 - 48.3 Validaciones en la recepción y respuesta.
 - 48.4 Actualización de la información de las desagregaciones enviadas por un agente.
 - 48.5 Consolidación de desagregaciones.
 - 48.6 Desagregaciones por defecto.
- Regla 49.^a Situaciones excepcionales en el mercado intradiario continuo.
- 49.1 Indisponibilidad de programas previos.
- Regla 50.^a Liquidación del mercado intradiario continuo.
- 50.1 Liquidación.
 - 50.1.1 Derechos de cobro en el mercado intradiario continuo.
 - 50.1.2 Obligaciones de pago en el mercado intradiario continuo.
 - 50.1.3 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado intradiario continuo.
 - 50.1.4 Límite operativo para la aceptación de ofertas en el mercado intradiario continuo.
- Capítulo noveno. Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios.
- Regla 51.^a Programa horario final posterior a cada mercado intradiario.
- Capítulo décimo. Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías.
- Regla 52.^a Características generales de la liquidación.
- 52.1 Elementos de la determinación del precio.
 - 52.2 Liquidación.
- Regla 53.^a Proceso de liquidación.
- 53.1 Liquidación diaria.
 - 53.2 Resolución de incidencias.
- Regla 54.^a Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad.
- 54.1 Agentes del mercado diario de producción a los que se les realiza la facturación.
 - 54.2 Determinación de las transacciones de compra-venta en el mercado de electricidad.
 - 54.3 Expedición de la factura.
 - 54.4 Conceptos incluidos en la factura.
 - 54.5 Cuotas e impuestos aplicables.
 - 54.5.1 Impuesto especial sobre la electricidad.
 - 54.5.2 Impuesto del valor añadido.
 - 54.6 Datos de los agentes para efectuar la facturación.
 - 54.7 Periodo de facturación.
 - 54.8 Facturación electrónica.
 - 54.9 Facturas rectificativas.
 - 54.10 Obligaciones fiscales del operador del mercado relativas a la facturación.

- 54.11 Obligaciones de los sujetos relativas a la facturación.
- 54.12 Solicitud de información relativa a facturación.

- Regla 55.^a Sistema de cargos y abonos.
 - 55.1 Horizonte de liquidación.
 - 55.2 Cobros y pagos.
 - 55.2.1 Cobros y pagos de los agentes del mercado.
 - 55.2.2 Cobros y pagos de los intercambios con el sistema eléctrico francés.
 - 55.2.3 Costes derivados de la armonización de los ciclos de pagos.
 - 55.3 Características de las notas agregadas de cargo y abono.
 - 55.3.1 Publicación de la nota agregada de cargo y abono.
 - 55.3.2 Nueva publicación de la nota agregada de cargo y abono.
 - 55.4 Consolidación de cobros y pagos.
 - 55.5 Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores.
 - 55.6 Derechos para los agentes del mercado que resulten como vendedores.
 - 55.7 Cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos.
 - 55.8 Régimen de impagos e intereses de demora.
 - 55.9 Depósito en efectivo para pagos.
 - 55.10 Calendario de cobros y pagos.
 - 55.11 Prenda sobre derechos de cobro.

- Regla 56.^a Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado.
 - 56.1 Constitución de garantías.
 - 56.2 Sujetos que deben prestar garantías en el mercado.
 - 56.3 Mantenimiento de garantías.
 - 56.4 Cobertura de las garantías.
 - 56.5 Tipos de garantías.
 - 56.6 Formalización de las garantías.
 - 56.6.1 Instrumentos de formalización de garantías.
 - 56.6.2 Periodo de vigencia de las garantías.
 - 56.6.3 Comunicación de alta, baja o modificación de garantías.
 - 56.7 Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución.
 - 56.7.1 Información de garantías puesta a disposición de los agentes.
 - 56.7.2 Balance de garantías.
 - 56.7.3 Determinación de las garantías.
 - 56.7.4 Cesión de derechos de cobro.
 - 56.8 Gestión de las garantías.
 - 56.9 Criterios de actuación frente a los incumplimientos.
 - 56.10 Impago no cubierto por garantías.
 - 56.11 Falta de constitución o falta de actualización de las garantías.

- Capítulo undécimo. Reglas finales.
 - Regla 57.^a Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación.
 - 57.1 Secuencia de operaciones del mercado diario.
 - 57.2 Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios.

57.3 Alteraciones al horario.

57.4 Coordinación entre el operador del mercado y los operadores del sistema.

57.4.1 Información que deben suministrar los operadores del sistema al operador del mercado.

57.4.2 Información que debe suministrar el operador del mercado a los operadores del sistema.

Regla 58.^a Régimen de la operación en el mercado.

58.1 Reclamaciones a los procesos del mercado, a las liquidaciones y a la facturación.

58.1.1 Notificaciones.

58.1.2 Presentación de reclamaciones al operador del mercado.

58.2 Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes.

Regla 59.^a Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado.

Regla 60.^a Legislación aplicable y solución de conflictos.

Regla adicional primera.

Regla final.

PREÁMBULO

I) En virtud del artículo 28 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico el operador del mercado y el operador del sistema asumen las funciones necesarias, para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico. El artículo 29 encomienda al operador del mercado la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario.

II) La normativa vigente establece que los productores, comercializadores y consumidores, los representantes, para poder participar en el mercado diario de producción deberán cumplir los requisitos siguientes:

a) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción que comprende las sesiones de los mercados diario e intradiario, en el correspondiente contrato de adhesión, que será único, y habrá de ser aprobado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital), previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente en el mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el contrato de adhesión.

III) Para realizar la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario contemplada en el apartado I anterior, es preciso establecer las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado. Estas reglas cumplen con el mandato de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y a ellas se adhieren expresamente los compradores y vendedores en los mercados de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.

IV) De acuerdo con el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, los mercados intradiarios, mercados no organizados y mercados de servicios de

ajustes del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, y la gestión de desvíos. Los agentes de los mercados diario e intradiario actúan como compradores y vendedores en dichos mercados. Además, en su condición de sujetos del mercado de producción, pueden intervenir en los mercados a plazo, en los mercados no organizados y suscribir contratos bilaterales. Finalmente, también pueden ser oferentes en la solución de restricciones técnicas, en el mercado de servicios complementarios y en la gestión de desvíos, en las condiciones que se establecen en los Procedimientos de Operación del Sistema.

V) El artículo 5 del Real Decreto 2019/1997, prevé que el operador del mercado realice sus funciones de forma coordinada con el operador del sistema español. Dicha coordinación, de conformidad con la Ley del Sector Eléctrico puede referirse asimismo a las condiciones que conjuntamente establezcan el operador del mercado y el operador del sistema español para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía, que serán públicas, transparentes y objetivas y que deben cumplir los productores, los comercializadores y los consumidores directos en mercado.

VI) El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), ha aprobado una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices o tenedoras, con participaciones cruzadas entre sí del 10%, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, la sociedad gestora española OMI, Polo español S.A. (OMIE), el mercado spot y operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo. Adicionalmente, OMIclear se configura como entidad de contrapartida central.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Convenio, con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, ha concluido el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) y que ha supuesto la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad, desarrollada hasta la citada fecha por OMEL, a favor de OMI, Polo Español S.A. (OMIE).

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-Polo Español, S.A.U. (OMIE), ha asumido la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL.

El mercado a plazo incluirá las transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación. El intercambio de información necesario para la integración de las posiciones con entrega física del mercado a plazo en el mercado diario se establecerá por acuerdo entre OMIP y OMIE.

El intercambio de información del sistema eléctrico portugués necesario para la implementación del mecanismo de separación de mercados, establecido en la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, se ha establecido por el oportuno acuerdo suscrito entre Red Eléctrica Nacional (REN) y OMIE.

El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión (CACM), publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 25 de julio de 2015, incluye como uno de sus objetivos primordiales la creación de un acoplamiento único diario e intradiario en el ámbito de la Unión Europea. Como consecuencia de tal normativa, el 13 de mayo de 2014 se produjo la ejecución del acoplamiento completo del mercado diario de electricidad gestionado por OMIE, en su calidad de operador del mercado ibérico, a través de la aplicación de la solución Price Coupling of Regions (PCR). En relación al proceso de acoplamiento único intradiario se ha venido desarrollando una solución intradiaria transfronteriza europea que deberá entrar en funcionamiento próximamente.

Asimismo, el citado reglamento regula una serie de funciones respecto a la actividad del agente de transporte que debe desarrollar el operador del mercado de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

La publicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, ha supuesto la modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, reconociéndose como contraparte central de las compras y ventas del mercado diario de producción al operador del mercado, todo ello, en aplicación de lo previsto en el Reglamento (UE) 2015/1222, desarrollo de la normativa comunitaria derivada del Reglamento (CE) nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Finalmente, la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión, ha designado a OMIE, como operador designado para el mercado eléctrico (NEMO), al amparo de lo previsto en el citado Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO PRIMERO

Reglas generales

Regla 1ª. *El mercado de producción.*

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercados intradiarios, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), ó 23, ó 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo.

Los mercados intradiarios tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

Los mercados de servicios de ajuste incluyen todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los operadores del sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Regla 2ª. *El operador del mercado diario e intradiarios.*

OMI-Polo Español S.A. (OMIE), como operador designado para el mercado eléctrico por la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiarios. Le corresponde recibir las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiarios.

OMIE actuará como contraparte central de las operaciones que se realicen en los mercados diario e intradiarios desde el momento en el que se consideren firmes las casaciones y las operaciones en el mercado intradiario continuo correspondientes.

Como consecuencia de su actuación como contraparte central, se produce la interposición de OMIE en las obligaciones resultantes de las diversas operaciones actuando OMIE como comprador frente al vendedor y como vendedor frente al comprador en los términos establecidos en las presentes reglas.

Le corresponde asimismo al operador del mercado recibir de los operadores del sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado. La regulación específica y funciones, en el caso del operador del mercado y operador del sistema español están contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Regla 3.^a Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión.

De conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y, específicamente, para su gestión económica y la participación en los mismos de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los consumidores directos en mercado, y, en particular, sobre:

a. La definición, desarrollo y funcionamiento de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia en las transacciones que se realicen en el mercado de producción de energía eléctrica y que incluyen:

- La presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
- El procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario de subastas, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
- El procedimiento de gestión de las transacciones realizadas del mercado intradiario continuo, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
- El procedimiento de entrega física de la energía negociada a plazo cuyos titulares lo soliciten y en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica;
- La determinación y comunicación a los operadores del sistema, con la confidencialidad que corresponda, de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiarios, y a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición;
- La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios marginales de la energía eléctrica, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario de subastas;
- La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado intradiario continuo;
- La determinación y publicación de los índices de precios medios con carácter horario del mercado diario e intradiario de subastas;
- La comunicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y del Programa Horario Final (PHF) derivado de cada sesión del mercado intradiario de subastas y programa resultado del intradiario continuo, a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición como base para la participación en la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas o mercado intradiario continuo;

- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud de los precios de los mercados diario e intradiarios de la energía eléctrica;
 - El procedimiento de validación de aceptación de ofertas de compra con las garantías depositadas;
 - La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario de subastas con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran;
 - La publicación de las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera;
 - La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural de los mercados de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquel al que se refieran;
 - La publicación de las ofertas presentadas por los agentes, que han entrado en el proceso de casación, en cada uno de los mercados diario e intradiario de subastas, una vez transcurridos 90 días.
 - La publicación de las ofertas enviadas a la Plataforma de Contratación Continua Europea, una vez transcurridos 90 días.
- b. Las condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.
- c. El procedimiento a seguir en el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deban realizarse a los consumidores y a los diferentes agentes del mercado.
- d. El procedimiento a seguir en las comunicaciones de altas y bajas como agentes del mercado por quienes participen en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica;
- e. La determinación de las garantías disponibles del agente para su participación en los procesos del mercado.
- f. La liquidación y comunicación a los agentes de los pagos y cobros que deben realizarse por sus operaciones en virtud del precio de la energía de los mercados diario e intradiarios.
- g. La comunicación a las autoridades competentes de los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y de las situaciones que puedan resultar anómalas, teniendo en cuenta la información a disposición del operador del mercado resultante de los mismos.
- h. El procedimiento de revisión de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.
- i. Publicación del coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

CAPÍTULO SEGUNDO

Sujetos

Regla 4.^a *Agentes del mercado diario e intradiarios.*

4.1 Sujetos que pueden ser agentes del mercado de producción.

Pueden ser agentes del mercado los sujetos que intervienen en el suministro de energía eléctrica relacionados a continuación:

Productores de energía eléctrica: personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

Comercializadores: sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para

realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Comercializadores de referencia: comercializadores que tienen las funciones que la normativa establezca, entre otras la venta a consumidores finales a precio voluntario al pequeño consumidor.

Consumidores directos en mercado: consumidores que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción.

Representantes: agentes que actúan por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado. En los casos de representación indirecta, los efectos del negocio jurídico realizado por el representante se imputan directamente a este, sin perjuicio de la relación interna que le ligue con su representado.

4.2 Adquisición de la condición de agente del mercado.

Para adquirir la condición de agente del mercado, los productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, y representantes definidos en el apartado 4.1 anterior deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en caso de comercializadores y consumidores directos en mercado, haber realizado la oportuna comunicación de inicio de actividad según corresponda, o bien acreditar la calidad de representante de alguno de los sujetos anteriores. Los representantes de los sujetos para acreditarse como agente del mercado, deberán acreditar su condición a través del correspondiente poder notarial, así como su actuación por cuenta propia o ajena.
- Haber adquirido la condición de sujeto del sistema eléctrico.
- Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en el correspondiente contrato de adhesión.
- Haber declarado un código de agente válido al operador del mercado, asociado a un Número de Identificación Fiscal (NIF) que no pertenezca a ningún otro agente del mercado. Cada agente del mercado tendrá un único NIF, y cada NIF corresponderá a un único agente del mercado.

Una vez cumplidos los requisitos para la adquisición de la condición de agente del mercado, el operador del mercado procederá en los dos días hábiles posteriores al cumplimiento de dicha condición, a completar el proceso de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado, pudiendo el agente actuar en el día posterior al tercer día hábil, para los mercados y sesiones que se celebran a partir de las 10:00 de dicha fecha.

En el proceso de alta los agentes deberán comunicar las direcciones de correo electrónico para las comunicaciones entre el operador del mercado y el agente, diferenciando según se establece en el proceso de alta entre las diferentes actividades del mercado. El operador del mercado mantendrá activas todas las direcciones de correo electrónico dadas de alta salvo que éstas sean dadas de baja en el servidor de correo del agente y dicha baja se mantenga al menos durante 3 meses sin notificación del agente, en cuyo caso serán dadas de baja en el mercado como direcciones de contacto.

4.3 Agentes con posibilidad de entrega física.

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

Los agentes del mercado a plazo con posibilidad de entrega física serán los agentes del mercado que sean además agentes de liquidación física del mercado a plazo o que dispongan de un contrato con un agente de liquidación física del mercado a plazo.

Regla 5.^a *Vendedores.*

Se establece como precio instrumental de las ofertas de venta para los mercados diario e intradiarios el precio de 0 EUR/MWh.

5.1 Mercado diario.

Son vendedores en el mercado diario:

- a) Los titulares de aquellas unidades de producción inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica;
- b) Los comercializadores que vendan en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea cuya participación como vendedores en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica esté autorizada;
- c) Los comercializadores y consumidores directos que hayan realizado un contrato de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad.
- d) Los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. En el marco de lo establecido por dicha disposición transitoria, y en tanto no se haya producido la revisión allí prevista, las referencias en las presentes reglas a los sujetos mencionados habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de referencia.
- e) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los vendedores de energía eléctrica en el mercado diario presentarán al operador del mercado ofertas de venta de energía eléctrica por cada una de las unidades de venta de que sean titulares y para los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación en el mercado diario.

Los titulares de las unidades de producción a que se refiere la letra a) previa estarán obligados a presentar ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por cada una de dichas unidades de producción de que sean titulares para todos y cada uno de los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación, hasta el límite de su capacidad de producción, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los comercializadores a los que se refiere la letra b) previa, podrán participar como vendedores según su autorización ministerial.

Los comercializadores a los que se refiere la letra c) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica por la energía adquirida en dichos contratos para los periodos de programación del horizonte diario correspondiente, o vender dicha energía a sus consumidores.

Los comercializadores y consumidores directos a los que se refiere la letra d) previa, no podrán presentar oferta de venta de energía hasta la publicación de la orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital a la que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.

Los agentes representantes a los que se refiere la letra e) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para aquellos periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos, o comunicar la ejecución de un contrato bilateral.

Los titulares de unidades a los que se refieren las letras a) a c) previas, que estén autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea comprador en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede vender en el mercado diario la unidad de oferta genérica de venta.

Los titulares correspondientes a las letras a) a c) previas, que pueden vender energía con la unidad de oferta genérica de venta, deberán participar con ofertas de venta de dicha unidad por dicho saldo comprador, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta con la condición compleja de indivisibilidad, con un solo bloque, a precio instrumental de la unidad de oferta genérica de venta por dicho saldo. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de venta, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de venta, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

5.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado de producción.

Los agentes titulares de unidades de oferta genérica de venta que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Base de Funcionamiento, deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 6.^a Compradores.

Se establece como precio instrumental de las ofertas de compra, al que se refiere el apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, para los mercados diario e intradiarios, en 180,3 EUR/MWh.

6.1 Mercado diario.

Son compradores en el mercado diario:

- a) Los comercializadores, consumidores directos en mercado, que estén autorizados a comprar. Igualmente son compradores las instalaciones de producción de energía eléctrica que estén autorizadas a comprar y estén inscritas en el registro correspondiente.
- b) Los comercializadores podrán presentar ofertas de compra de energía eléctrica.
- c) Los comercializadores que compren en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea podrán participar como compradores según su autorización ministerial.
- d) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los titulares de unidades que están autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar

para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea vendedor en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede comprar en el mercado diario la unidad de oferta genérica de compra.

Los titulares que pueden comprar energía con la unidad de oferta genérica de compra, deberán participar con ofertas de compra de dicha unidad por dicho saldo vendedor, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta simple a precio instrumental, de la unidad de oferta genérica de compra, por dicho saldo. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes precios al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de compra, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de compra, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

6.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado.

Los agentes titulares de las unidades de oferta genérica de compra que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 7.^a Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.

1. La participación de los vendedores y compradores en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica exige su adhesión a las presentes Reglas y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las mismas y en la normativa en vigor.

2. Los compradores y vendedores que deseen actuar en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica deberán solicitarlo ante OMI, Polo Español S.A.(OMIE).

3. El solicitante deberá presentar los siguientes documentos:

– Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y, en su día, del firmante del contrato de adhesión.

– Número de Identificación Fiscal (NIF) de la entidad presentadora de la solicitud.

– Aquella documentación requerida por el operador del mercado para posibilitar la actuación y participación efectiva del solicitante en dicho mercado, entre otra y a meros efectos indicativos, personas de contacto con las diferentes direcciones del operador del mercado, datos de unidades de venta, de adquisición y de unidades físicas, datos de liquidación y facturación, ficha de medios técnicos y de comunicación, indicando las características del sistema informático del futuro agente para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado.

– Cualquier otra documentación exigible conforme a la normativa aplicable, especialmente la relativa a las autorizaciones administrativas e inscripciones en los registros que sean necesarias.

El operador del mercado establecerá un procedimiento electrónico para la cumplimentación de la documentación requerida.

A los efectos de facilitar la aportación de la mencionada documentación por el solicitante, el operador del mercado publicará en su página web un documento electrónico titulado «Guía de Acceso al Mercado» donde se incluirán los modelos a aportar y la documentación a presentar.

4. En caso de actuaciones a través de la figura del representante, dicho representante deberá acreditar su condición mediante la presentación del correspondiente poder notarial donde deberá especificar si el representante actúa por cuenta ajena y en nombre del representado o si actúa por cuenta ajena y en nombre propio.

En caso de la utilización de la figura del representante, su ámbito de actuación comprenderá la representación de todas las actividades y actuaciones en los mercados del representado, sin que pueda admitirse la actuación en los mercados de más de un representante por representado o la actuación de un representado y su representante simultáneamente.

Los representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre propio deberán adherirse a las presentes reglas y adquirir la condición de agente del mercado de producción.

En el caso de representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre del representado, será este último el que deberá adherirse a las presentes Reglas y adquirir la condición de agente del mercado de producción. El representante podrá elegir entre adquirir tal condición o no.

Además de lo anterior, se estará a lo dispuesto en la normativa de aplicación en lo relativo a las limitaciones que afecten a la representación.

Los titulares de instalaciones pertenecientes a fuentes de energía renovable (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos que sean representados por un representante en nombre propio se entenderán adheridos a las presentes reglas a través de la adhesión de dicho representante.

Los titulares de instalaciones de producción con fuentes de energía que no sea renovable que no forman parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrán acceder al mercado por medio de un representante común. Estos representantes comunes no podrán agrupar en ningún caso unidades de producción.

Una persona física o jurídica no podrá ostentar la condición de representante común (con facultades ordinarias) de un agente del mercado cuando exista conflicto de interés o se ponga en riesgo o perjudique la libre competencia del mercado de producción de energía eléctrica. En particular no se podrán llevar a cabo las siguientes actuaciones:

- Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores dominantes en el sector eléctrico.

- Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores principales en sector eléctrico.

- Un representante común que sea operador dominante solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital.

- Un representante común que sea operador principal solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital. Esta restricción no será de aplicación a las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, ni a la cogeneración de alta eficiencia, ni a los residuos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 13.7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, a la gestión y venta de energía procedente de las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable, no les serán de aplicación las limitaciones previstas en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El titular de una instalación de producción a partir de fuentes de energía renovable que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrá participar en el mercado, directa o indirectamente, mediante un agente representante. Este representante es cualificado porque podrá presentar las ofertas por el conjunto de instalaciones de este tipo a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de venta.

Conforme a la normativa de general aplicación se procederá a dar cuenta a las autoridades regulatorias o de competencia de aquellas conductas que, en materia de representación, ya sea común o cualificada como agente representante, pudieran suponer una práctica restrictiva de la competencia, un abuso de posición dominante o cualquier otra posible conducta contraria a la libre competencia.

5. Presentada la solicitud de adhesión, el operador del mercado podrá comprobar que el solicitante dispone de los medios técnicos necesarios para realizar las actividades que le correspondan por su participación en el mercado y que cumple las condiciones de presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica a las que se refieren las presentes reglas. En particular, es condición necesaria para la suscripción del Contrato de Adhesión que el solicitante esté conectado por medio de la red de comunicaciones al Sistema de Información del Operador del Mercado y disponga de los medios homologados a que se refieren estas reglas para realizar las comunicaciones electrónicas que exija su participación en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. El operador del mercado podrá establecer, a los efectos de lo establecido en esta regla, un sistema de pruebas que deberá superar el solicitante.

La habilitación en los medios de comunicación electrónica del operador del mercado se conferirá con carácter personal e intransferible a la persona física determinada que actúe en nombre del agente.

Nadie podrá ser habilitado simultáneamente para actuar en nombre de más de un agente en los susodichos medios.

Se exceptúa de lo previsto en el párrafo anterior la actuación en nombre de varios agentes cuando dichos agentes sean entidades que formen parte de un mismo grupo de sociedades, definido este conforme a lo establecido en el artículo 42.1 del Código de Comercio. A estos efectos deberá presentarse al operador del mercado certificación del órgano competente de las sociedades o del auditor de cuentas en la que se haga constar dicha circunstancia.

Se exceptúan igualmente de la limitación de habilitación simultánea los supuestos en los que las disposiciones vigentes sobre el sector eléctrico prevén la intervención de una entidad como representante de otras entidades siempre dentro de los límites en que dicha representación está autorizada.

El operador del mercado no estará obligado a hacer pública la información a la que acceda la persona habilitada que actúe en nombre de varios agentes por el mero hecho de acceder dicha persona a la información correspondiente a los varios agentes en cuyo nombre actúa.

6. Realizadas las actuaciones y comprobaciones establecidas en los apartados anteriores, el solicitante suscribirá el Contrato de Adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, con el contenido de ambos documentos, que haya aprobado el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

7. La adquisición de la condición de agente del mercado diario de producción se producirá cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Regla 8.^a *Prestación de garantías.*

Suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado deberá prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como participante en el mercado, en los términos

establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas reglas. La falta de garantías suficientes para avalar una oferta de compra en los términos establecidos impedirá la aceptación de esa oferta del agente. El régimen de la garantía será el establecido en estas reglas.

Regla 9.^a *Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado.*

9.1 Comunicación al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El operador de mercado comunicará al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las altas y bajas de todas las unidades de oferta de los agentes de dicho mercado en un plazo que no podrá exceder de quince días hábiles desde la entrada en vigor de tales altas y bajas. En este mismo plazo el operador de mercado hará constar dichas altas y bajas en su web pública indicando específicamente estos supuestos.

Se considerará que una entidad ha adquirido la condición de agente del mercado de producción cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Se considerará que un agente ha causado baja en el mercado de producción cuando se haya constatado por el operador del mercado el incumplimiento de alguno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

9.2 Comunicaciones de las altas como agentes del mercado.

A efectos de comunicaciones se consideran interesados en el alta de unidades de oferta de un agente del mercado todos los agentes del mercado.

El operador del mercado publicará en su web pública una lista completa de los agentes del mercado. Igualmente publicará la lista completa de las unidades de oferta de todos los agentes del mercado con indicación de si dicha unidad de oferta está de alta o ha causado baja en el mercado.

9.3 Comunicación de las bajas de representación.

El operador del mercado comunicará el hecho de una baja sobrevenida de un agente representante tan pronto sea conocido, tanto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como al comercializador de referencia correspondiente, a efectos de que comience a ejercer su función de representación de las instalaciones de producción afectadas. Si el titular de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos representadas no hubiese comunicado los comercializadores de referencia que deben actuar como representante de sus instalaciones en caso de baja del representante de dicho titular, el operador del mercado comunicará la baja de representación a todos los comercializadores de referencia del sistema eléctrico en el que están dadas de alta las unidades de oferta de representación de sus instalaciones.

Regla 10.^a *Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado.*

En caso de comunicación de la suspensión de unidades de programación de un sujeto del sistema eléctrico, por parte de los operadores del sistema, el operador del mercado procederá a suspender la actuación de las correspondientes unidades de oferta en el mercado a partir de las sesiones del mercado posteriores a dicha comunicación.

CAPÍTULO TERCERO

Ofertas

Regla 11.^a *Características generales de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía eléctrica deben ser presentadas por los agentes o por su representante al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición de las que sean titulares y para cada periodo de programación de un mismo horizonte de programación.

Dichas ofertas pueden ser simples o complejas (con condiciones) en razón de su contenido.

Las ofertas simples deben contener un precio y una cantidad de energía, sin incluir ninguna condición compleja que deba ser tenida en cuenta en la casación.

Las ofertas complejas, además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan una, varias o la totalidad de las condiciones complejas que deben ser consideradas en el proceso de casación.

Regla 12.^a *Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado.*

El operador del mercado dará de alta las unidades de venta o adquisición en el Sistema de Información del Operador del Mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad haya registrado en el registro correspondiente, con los datos de las autorizaciones administrativas, y con los aportados por el agente titular de la unidad. Los datos del Sistema de Información del Operador del Mercado serán:

- Código de la unidad de venta o adquisición (definido por el operador del mercado).
- Descripción de la unidad de venta o adquisición.
- Tipo de la unidad de venta o adquisición.
- Código del sistema eléctrico en el que opera la unidad.
- Código interno del sistema eléctrico español.
- Energía horaria máxima a efectos de validación, en MWh con un máximo de un decimal (de cada una de las unidades físicas de que se compone en el caso de las unidades de venta).
 - Gradiente máximo de subida y bajada, MW/h con un máximo de un decimal, para las unidades de venta.
 - Porcentaje de propiedad del titular o titulares en dicha unidad.

Cuando la unidad de oferta de venta sea de representación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, cada titular de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta, o su representante en su nombre, deberá comunicar en el proceso de asociación de la instalación a la unidad de oferta el comercializador de referencia que vaya a actuar como representante en caso de suspensión de la representación comunicada.

Las instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos podrán tener desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en servicio un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda. Las instalaciones que no dispongan de acta de puesta en servicio, para tener un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda, deberán presentar la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Para los representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, existe la posibilidad de agrupar ofertas de sus representados, de modo que exista la posibilidad de una posición final neta de todos los representados frente al mercado.

El código del sistema eléctrico indica, en el caso de España y Portugal, el sistema eléctrico en el que se produce la venta o adquisición de energía. En el caso de ser unidades externas al sistema ibérico, formado por los sistemas eléctricos de España y Portugal, indica la interconexión a través de la que se realiza la transacción, pudiendo ser de importación o exportación, y corresponden a las interconexiones con los sistemas de Francia, Andorra y Marruecos. Cada agente autorizado podrá definir una única unidad para la importación o exportación a través de cada una de las fronteras citadas.

Para las interconexiones entre sistemas eléctricos con subastas coordinadas de capacidad, con entrega física, la unidad de importación y exportación se denominará unidad con derechos previos, existiendo una única unidad para la importación y una única unidad para la exportación, para cada agente autorizado. Las unidades de importación y exportación asignadas con derechos previos de capacidad no podrán presentar ofertas.

Existen dos zonas de oferta, correspondientes a las zonas portuguesa y española. Cada una de estas zonas de oferta tendrá su propio precio. Las unidades de oferta que operan a través del sistema eléctrico con Andorra y Marruecos pertenecen a la zona de oferta española.

Se darán de alta dos unidades de oferta genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda, una de venta y otra de adquisición, asociadas a la misma unidad de programación genérica, para la negociación en el mercado diario de los saldos de energía previos al mercado diario, correspondientes a la notificación del uso de derechos de capacidad, y contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Las unidades de oferta genéricas no podrán presentar ofertas en el mercado intradiario continuo.

El código interno del sistema eléctrico español identifica las unidades de oferta de compra o de venta, para la compra o venta de energía en el sistema eléctrico peninsular o a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Las unidades de oferta de compra o de venta de energía del sistema eléctrico peninsular español, solamente podrán tener asociadas unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español, y las unidades de venta o adquisición a través de la conexión con el sistema eléctrico balear solamente podrán tener asociadas unidades de programación para la compra o venta a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Cada unidad de oferta de producción o venta, corresponderá con una unidad de programación, excepto en el caso de unidades de oferta de agente representante de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, en los que corresponderá con una o más unidades de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a dos unidades de oferta.

Cada unidad de oferta de compra, corresponderá con una unidad de programación, excepto en el caso de unidades de oferta de consumo de bombeo, en los que corresponderá con una o más unidades de programación y en las unidades de representación de unidades de adquisición física cuando sea representación en nombre propio.

Una unidad de oferta de un representante en nombre propio y por cuenta de terceros podrá incluir energía de varios representados. Una unidad de oferta de un representante en nombre y por cuenta de terceros solamente podrá incluir energía de un representado.

Una unidad de oferta deberá contener exclusivamente unidades que desarrollen un solo tipo de actividad (productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado).

La energía horaria máxima declarada de las unidades por el agente estará limitada al valor máximo del registro correspondiente, o a la autorización ministerial correspondiente en su caso.

La energía máxima de una unidad de venta o adquisición es la suma de la energía máxima declarada por el agente de cada una de las unidades físicas que componen dicha unidad de venta o adquisición.

La energía máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Para las instalaciones de producción que utilicen la cogeneración u otras formas de

producción de electricidad a partir de energías residuales la potencia máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica multiplicada por un coeficiente de 1,2.

Durante la realización de las pruebas oficiales de certificación de nueva potencia, el agente podrá solicitar un valor de energía máxima superior al inscrito en el registro en dicha instalación, para la realización de las pruebas. El valor de energía máxima será de aplicación a todos los periodos de programación de los días naturales durante los que se realicen dichas pruebas.

El alta de una unidad de programación de un sujeto que sea agente del mercado será simultánea con el alta de la unidad de oferta del agente. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación, ni una unidad de programación sin unidad de oferta.

En el caso del alta de una unidad de programación de un sujeto que no es agente del mercado, se admitirá programa de dicha unidad al tercer día hábil después de la recepción de la solicitud de alta de dicha unidad por el operador del sistema.

Si una unidad de oferta dada de alta en el sistema, es dada de baja para una fecha por el agente titular de dicha unidad, o esta queda con una potencia máxima nula por no tener asociada ninguna unidad física por solicitud de cambios de asociación, quedarán anuladas todas las ofertas presentadas para las sesiones del mercado diario a partir de la fecha para la que se ha solicitado la baja o la unidad ha quedado con potencia máxima nula. Igualmente quedará retirada la oferta por defecto aplicando dicha retirada para el primer día para el que la unidad está de baja o tiene una potencia máxima nula.

Unidades Portfolio o Cartera de Negociación.

Los agentes podrán optar por participar en el mercado intradiario continuo a través de unidades de oferta o de unidades portfolio. En ambos casos, la unidad estará asociada a un sistema eléctrico específico (España o Portugal).

Cada agente del mercado podrá disponer, previa solicitud, de una única pareja de unidades portfolio (compra/venta) por cada tipo de actividad y por cada sistema eléctrico donde el agente tenga dos o más unidades de oferta de alta en el sistema del Operador de Mercado.

Por defecto, todas las unidades ofertantes del agente que estén dadas de alta en el sistema de información del mercado y que compartan actividad y sistema eléctrico con la pareja de unidades portfolio, se encontraran asociadas al portfolio para poder recibir energía en el proceso de desagregación. Una unidad de oferta únicamente puede estar asociada a una pareja de unidades portfolio.

Los agentes tendrán la posibilidad, para cada pareja de unidades portfolio, de excluir de la asociación las unidades ofertantes en las que no deseen desagregar energía. Una unidad excluida de un portfolio, estará excluida tanto de la unidad portfolio de compra como de la unidad portfolio de venta. Los agentes podrán volver a incluir unidades que fueron excluidas.

El límite máximo de exclusión de unidades ofertantes será tal que nunca haya menos de dos unidades ofertantes en las que pueda desagregar la pareja de unidades portfolio.

Las unidades portfolio de la actividad de generación deberán contener dos o más unidades de oferta de actividad de generación, y las unidades portfolio de las distintas actividades de adquisición deberán contener dos o más unidades de oferta de adquisición de la misma actividad, teniendo en cuenta que las siguientes unidades de oferta no podrán estar asociadas a una unidad portfolio:

- Las unidades de representación en nombre y por cuenta ajena.
- Las unidades de importación y exportación con derechos previos.
- Las unidades genéricas.
- Las unidades de comercialización de referencia.
- Las unidades pertenecientes al sistema eléctrico español zona balear.

Las unidades porfolio únicamente podrán participar en el mercado intradiario continuo, no estando habilitadas para su participación en las subastas.

Para aquellos agentes que, por razones de la adecuada asignación de los impuestos, OMIE necesite disponer de las transacciones realizadas a nivel de unidad de oferta, el agente deberá actuar en el mercado continuo a través de dichas unidades de oferta (p.e. consumidores directos en mercado con derecho a reducción en el impuesto de electricidad).

Regla 13.^a *Tiempo de presentación de las ofertas.*

1. En el mercado diario, las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica correspondiente al mercado diario se describen en las reglas finales.

2. Para el mercado intradiario de subastas, el operador del mercado determinará el momento de apertura y de cierre del periodo de presentación y aceptación de ofertas y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica correspondiente a los mercados intradiarios se describen en las reglas finales y anexos.

3. La hora de recepción será la que indique el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de la recepción.

4. Para el mercado intradiario continuo, las ofertas serán presentadas, para los contratos en negociación, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y enviadas a la Plataforma de Contratación Continua Europea, quien verificará su tiempo de recepción con relación del periodo de presentación y aceptación de ofertas.

Regla 14.^a *Lugar de presentación de las ofertas.*

Las ofertas deberán presentarse en los servidores de información del operador del mercado por el medio electrónico que este habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde la entrada en vigor de estas reglas serán alguno o algunos de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

El agente es responsable de la contratación, alquiler, mantenimiento y continuidad del correcto funcionamiento de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado, no siendo responsable el operador del mercado de cualquier deficiencia ajena a sus propios sistemas de información. En particular la utilización de los agentes de sistemas automáticos de conexión deberá ser supervisada por los mismos, no pudiendo atribuirse al operador del mercado responsabilidades que le son ajenas.

El ordenador PC compatible deberá estar conectado con el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Si el agente decide conectarse a través de Internet puede utilizar cualquier medio de comunicación para conectarse a un proveedor de Internet (ISP).

Si el agente decide instalar líneas dedicadas, deberá ponerse en contacto con la Dirección de Sistemas de Información del operador del mercado para los detalles técnicos de instalación y configuración.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

El operador del mercado podrá introducir restricciones a la interacción con el Sistema de Información del Operador del Mercado a través de aplicaciones informáticas, pudiendo

imponer límites generales al número de peticiones que las aplicaciones utilizadas por los agentes de mercado puedan realizar al Sistema de Información del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Adicionalmente, el operador de mercado podrá restringir el acceso a aquellas aplicaciones utilizadas por un determinado agente de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo cual se comunicará al agente, a través de la información de contacto declarada por el agente en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los vendedores o compradores realizarán la comunicación de sus ofertas de compra o venta de energía eléctrica al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas de compra o venta.

El operador del mercado informará a los vendedores o compradores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación de las mismas mediante la puesta a disposición en los servidores de información del Sistema de Información del Operador del Mercado. A dicha información se podrá acceder en la forma indicada anteriormente.

Regla 15.^a *Verificación de las ofertas.*

Sin perjuicio de las verificaciones específicas para los mercados diario e intradiario, que figuran en las reglas reguladoras de dichas materias, las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con la presente regla.

La verificación de las ofertas por parte del operador del mercado no modifica la responsabilidad del agente por las ofertas indebidas que pueda haber presentado.

15.1 Verificación del estado de la sesión para la presentación de ofertas.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas y posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y abierta la negociación para los contratos programados en el mercado intradiario continuo.

En el caso de presentación de ofertas por fichero a sesiones de subastas, si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación en el sistema de información del operador del mercado.

En el caso de presentación de ofertas al mercado intradiario continuo el momento considerado para la verificación será el que establezca la Plataforma de Contratación Continua Europea.

15.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y que no ha sido suspendido como sujeto del sistema eléctrico por el operador del sistema correspondiente.

- Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición en el momento de presentación de la misma y para el periodo de programación para el que se presenta la oferta o comunicación de ejecución del contrato bilateral.
- Que el agente dispone de las garantías suficientes para la presentación de la oferta de compra. Si se trata de una unidad de venta de titularidad compartida, se verificará que cada uno de los agentes propietarios disponen de las garantías suficientes para la presentación de la oferta de compra en el importe que corresponda en cada caso.

15.3 Verificación de la unidad de oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de venta o compra, que las instalaciones que integran la unidad de venta, por la que se presenta dicha oferta están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Asimismo, comprobará que la unidad de oferta no ha sido suspendida.

Regla 16.^a *Confirmación de las ofertas.*

El operador del mercado informará a los agentes de los siguientes extremos:

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas reglas.
- Verificación en los términos establecidos en estas reglas de la oferta de energía eléctrica y comunicación del resultado de la verificación.
- Aceptación de la oferta de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación en caso de superar las verificaciones previas a la realización del proceso de casación.
- Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite.

La validación realizada por el sistema del operador de mercado será firme, incluso en el caso de desconexión del sistema del agente antes de la recepción de la respuesta a dicha validación.

Regla 17.^a *Firmeza de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía, válidas y no sustituidas o anuladas presentadas por los vendedores o compradores al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o de adquisición de las que sean titulares, devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

CAPÍTULO CUARTO

Información y confidencialidad

Regla 18.^a *Confidencialidad y publicidad de la información.*

1. Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al Sistema Informático del Operador del Mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

2. El operador del mercado y los operadores del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor y el comprador haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de compra o venta de energía, de acuerdo con lo establecido en estas reglas.

3. La información correspondiente a los diferentes programas e informaciones asociadas a las unidades de venta se considerarán confidenciales hasta la celebración de

la sesión del mercado diario correspondiente a los periodos de programación de 90 días posteriores a los periodos de programación de dichos programas.

4. La información correspondiente a la liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica de un agente se considerará confidencial para el resto de los agentes.

5. Los agentes solo tendrán acceso a la información de otros agentes si esta está de forma agregada.

6. Un agente del mercado podrá solicitar al operador del mercado la consulta de la información desagregada de cualquier agente en caso de reclamación relativa a una liquidación que le afecta.

Regla 19.^a *Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado.*

El operador del mercado proporciona a los agentes del mercado toda la información necesaria para la realización de los procesos del mercado a través del Sistema de Información del Operador del Mercado y en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Para acceder a este sistema es necesaria la utilización de certificados de acceso proporcionados por el propio operador del mercado. En función del agente al que pertenece la persona que accede al sistema y los permisos de acceso de que dispone, el sistema proporciona la información accesible, respetando siempre los criterios de confidencialidad.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información necesaria mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OM y AM», en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del mercado. La información publicada se puede clasificar en los siguientes conjuntos:

19.1 Información del mercado diario.

- Fichero de ofertas.
- Previsiones de demanda.
- Capacidades de intercambio en las interconexiones. Capacidades máximas y capacidades disponibles para el acoplamiento de mercados.
- Capacidades asignadas en interconexiones con asignación de capacidad.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados del mercado diario:

Precios marginales del programa diario resultante de la casación del mercado diario.

Programa Diario Base de Casación (PDBC).

Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

19.2 Información de los mercados intradiarios.

Subastas Intradiarias.

- Programa Diario Viable definitivo (PDVD).
- Fichero de ofertas.
- Previsiones de demanda.
- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Limitaciones a las unidades de oferta.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados de los mercados intradiarios de subastas:

Precios marginales del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas.

Programa Intradiario Base de Casación Incremental y Acumulado (PIBCI y PIBCA).

Programa Horario Final (PHF).

Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.
Mercado intradiario continuo.

- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Limitaciones unitarias a las unidades de oferta.
- Indisponibilidades de las unidades de oferta.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados del mercado intradiario continuo:

Precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo.

Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo y Acumulado Continuo (PIBCIC y PIBCAC).

Programa Horario Final Continuos (PHFC).

Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

19.3 Información de las liquidaciones.

- Ficheros de liquidación: datos comunes
- Fichero de anotaciones horarias

Mercado correspondiente.

Unidad de venta, adquisición.

Cantidad.

Precio unitario.

Derecho de cobro u obligación de pago correspondiente.

Total de derechos de cobro u obligaciones de pago acumulados por mercado.

- Fichero de liquidación diaria.
- Pagos y cobros finales totales.
- Fichero de adquisiciones en el mercado de los comercializadores de referencia.
- Garantías de pago.
- Garantías formalizadas.
- Balance de las garantías para las próximas sesiones.
- Estado de la liquidación.
- Calendario de liquidación y facturación.
- Facturas y notas de abono o cargo.
- Información relativa a la facturación e impuestos.
- Coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

Regla 20.^a *Publicación periódica de información de carácter público.*

El operador del mercado proporciona al público en general información no confidencial a través de la web pública. El conjunto de ficheros e información proporcionada por el operador se describe en el documento «Información pública proporcionada por el Operador del Mercado» disponible en el propio servidor web.

Para publicar la información de carácter público, el operador del mercado aplicará los siguientes criterios de confidencialidad:

20.1 Curvas agregadas de oferta y demanda y comercio internacional e intracomunitario.

Después de la casación de cada sesión de los mercados diario e intradiario de subastas, el operador del mercado publicará para el mercado ibérico:

- Precios horarios y energía total negociada horaria del mercado diario.
- Curvas agregadas de ofertas y demandas realizadas, ofertas que participan en la formación de precios y ofertas incluidas en el programa resultante de la casación, con indicación de precios y cantidades de cada tramo de energía ofertada. Una vez las ofertas

realizadas al mercado son públicas en aplicación de las presentes reglas (a los 90 días), se procederá a añadir a las curvas la indicación de las unidades asociadas a cada tramo.

• Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora (incluido lo casado en el mercado diario más la asignación máxima de lo ejecutado en contratos bilaterales internacionales) con indicación de:

- Capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión.
- Capacidad ocupada en cada sentido e interconexión.
- Capacidad libre en cada sentido e interconexión.

Después del cierre de negociación, para cada uno de los contratos programados en el mercado intradiario continuo, se publicarán los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo para cada uno de dichos contratos.

20.2 Información sobre agregados del mercado.

El operador del mercado deberá establecer las magnitudes, parámetros y variables de carácter agregado que por ser significativos deben ser objeto de publicación. En todo caso deberá ser objeto de publicación, una vez los resultados de los mercados son definitivos, la producción por tecnologías y la demanda por categorías de agentes.

20.3 Cuotas.

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario que se celebra el día primero de cada mes (m), el operador del mercado publicará las cuotas de contratación en energía en los diferentes mercados y procesos, de todos los agentes, correspondientes al mes (m-2).

20.4 Publicación de la información del mercado por la pérdida del carácter de confidencial.

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario el operador del mercado hará pública toda la información correspondiente a la sesión celebrada 90 días antes, derivada de la presentación de las ofertas y de la casación y, en especial del contenido íntegro de las ofertas presentadas por los agentes en todas las sesiones del mercado.

Regla 21.^a *Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al Comité de Agentes del Mercado.*

Sin perjuicio de otras informaciones relevantes del mercado que, conforme a las disposiciones vigentes, deban ser transmitidas al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a otras administraciones competentes, el operador del mercado colaborará con los organismos reguladores que corresponda, con el Comité de Agentes del Mercado y en su caso con la Comisión Europea en la transparencia del mercado y de sus resultados.

Con la finalidad anterior el operador del mercado podrá elaborar informes de seguimiento basados en parámetros que faciliten el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del mercado de electricidad. En relación con este informe el operador del mercado aplicará los criterios de confidencialidad que correspondan.

Regla 22.^a *Información al público.*

Toda la información que el operador del mercado proporcione a un agente sobre otro u otros agentes en cumplimiento de estas reglas, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general, excepto la información facilitada a varios agentes en cumplimiento de disposiciones legales que así lo requieran.

Para suministrar información al público en general el operador del mercado hará uso de su web pública.

CAPÍTULO QUINTO

Comité de Agentes del Mercado de Producción*Regla 23.^a Funciones del Comité de Agentes.*

El Comité de Agentes del Mercado de Producción (CAM) se configura como un órgano que tiene por objeto el seguimiento del funcionamiento de la gestión de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento de dichos mercados

Las funciones específicas del Comité de Agentes del Mercado de Producción son las siguientes:

- a) Realizar el seguimiento del funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.
- b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento de los mercados diario e intradiarios.
- c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiarios de producción.
- d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.
- e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos que permitan analizar el nivel de competencia de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.
- f) Cualquier otra función que le sea atribuida por la normativa de aplicación para el mejor funcionamiento del mercado.

Regla 24.^a Composición del Comité.

El Comité de Agentes del Mercado de Producción estará formado por un máximo de 25 miembros titulares, con la siguiente composición por grupos:

- Seis representantes de los productores de instalaciones no pertenecientes a fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- Cuatro representantes de los productores de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
 - Un representante de los agentes que actúan como representantes.
 - Un representante de los comercializadores no residentes.
 - Dos representantes de los comercializadores de referencia.
 - Cuatro representantes de los comercializadores.
 - Tres representantes de los consumidores directos en mercado.
 - Dos representantes del «OMI-Polo Español, S.A. (OMIE)».
 - Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

Regla 25.^a Designación de los miembros del Comité de Agentes del Mercado de Producción.

Los miembros del comité de los grupos 1 a 7 de la regla anterior serán representantes de las distintas asociaciones más significativas de cada una de las actividades, atendiendo al volumen de energía por ellas negociada en el mercado diario de producción, ninguna de las cuales podrá ocupar todos los puestos correspondientes a un mismo grupo, salvo en los que exista un solo miembro.

Para que una asociación pueda solicitar tener representación en el comité deberá operar, de forma directa o indirecta, en el mercado diario de producción y contar como

mínimo con tres miembros, ninguno de los cuales podrá estar ya representado por otra asociación con presencia en el CAM.

Las asociaciones que no tengan representación en el CAM tendrán prioridad sobre las que ya se encuentren representadas, en el proceso de designación.

Las asociaciones que deseen tener representación en el CAM lo solicitarán por escrito al operador del mercado indicando la denominación de la asociación e información sobre las empresas que la componen, volumen de energía por ellas negociado en el mercado durante el último año, directa o indirectamente, y el grupo en el que solicita tener representación.

El operador del mercado estudiará la solicitud y, comprobado que todo es conforme y que existe vacante en el grupo solicitado por la asociación, procederá a dar curso de la misma al CAM.

En caso de que se produzcan situaciones de conflicto por confluencia de asociaciones para un mismo puesto de miembro del CAM, el operador del mercado tomará la decisión con arreglo a los criterios de representación y proporcionalidad e informará del criterio en que se basa la misma a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Regla 26.^a Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno.

El Comité de Agentes del Mercado de Producción aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria, normativa de código de conducta, procedimiento de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros.

El cargo de miembro del Comité de Agentes del Mercado de Producción no será remunerado.

El presidente y el secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de Agentes del Mercado de Producción entre sus miembros titulares.

En el plazo máximo de un año, a partir de la publicación de la presente regla, se procederá a la confirmación o nombramiento por parte de las actuales asociaciones presentes en el CAM de sus representantes en el mismo.

CAPÍTULO SEXTO

Mercado diario

Regla 27.^a Objeto y conceptos básicos.

El mercado diario como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Estas ofertas se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario, correspondiente al día siguiente al de la sesión.

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario. Los periodos de programación serán horarios, y el horizonte diario se compone de 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25, en los días de cambio de hora oficial.

Regla 28.^a Ofertas al mercado diario.

28.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Las ofertas de compra únicamente podrán ser simples sin incorporar condiciones complejas.

Únicamente se podrá presentar una oferta de compra o venta para un mismo horizonte diario y una misma unidad de venta o adquisición, excepto en lo indicado en la Regla de «Entrega física de la energía negociada a plazo».

28.1.1 Ofertas simples.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas simples las ofertas de compra o venta de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, y unidad de venta o adquisición, de la que sean responsables con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo este creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación.

Para las unidades de venta correspondientes a unidades de producción para las que exista más de un propietario a efectos de liquidación, junto con la oferta de venta del agente que la representa, se recibirá la cantidad de energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales, para su consideración en la liquidación de las energías del programa resultante del mercado diario.

28.1.2 Ofertas complejas.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Estas condiciones las incorporará el operador del mercado en la casación en los términos establecidos en la regla en la que se describe el algoritmo de casación.

Son condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas, las siguientes:

28.1.2.1. Condición de indivisibilidad.

La condición de indivisibilidad establece que, si un tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea, por toda la energía ofertada y no por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la aplicación de las reglas de reparto.

Los vendedores solo pueden incorporar a la oferta de venta de energía por cada unidad de venta la condición de indivisibilidad para el primer tramo de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada periodo de programación.

Los vendedores solo pueden incorporar la condición de indivisibilidad en aquellas ofertas que no declaren ninguna otra condición compleja.

28.1.2.2. Condición de ingresos mínimos.

Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación, salvo en lo establecido en la regla de tratamiento de la condición compleja de ingresos mínimos. Los ingresos mínimos requeridos se expresarán como una cantidad fija, declarada en euros, sin decimales y, como una cantidad variable declarada en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100 % al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

28.1.2.3. Condición de parada programada.

Es la condición que los vendedores pueden incluir en la oferta de venta de energía que presenten por cada unidad de venta, para el caso de que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, de modo que puedan ser consideradas

como ofertas simples en el primer tramo, desde el primer periodo de programación hasta como máximo el tercer periodo de programación del horizonte diario. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.

28.1.2.4. Condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga.

La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja de la misma, entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición se expresará en MW/h, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima disponible horaria de producción de dicha unidad de venta.

28.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Los vendedores y compradores habrán de incluir, en las ofertas de compra y venta de energía que presenten al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición, las siguientes informaciones:

- a) Código de la unidad de venta o adquisición.
- b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de compra o venta.
- d) Fecha del horizonte diario. Es aquella para la que se presenta la oferta. Estará en blanco en caso de ser una oferta por defecto.
- e) Oferta por defecto. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la oferta es por defecto y el agente la mantiene vigente para todos los horizontes diarios, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario no se utiliza.

NO, indica que la oferta no es por defecto y que solo es válida para la fecha del horizonte diario indicada.

- f) Condición de ingreso mínimo para las unidades de venta, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

- Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.
- Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte diario, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

En el caso de ser igual a cero indica que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.

- g) Condición de gradiente, para las unidades de venta, que expresará el gradiente máximo de variación de carga de la unidad de venta a subir y bajar expresados en MW/h con un máximo de una cifra decimal. En el caso de ser igual a «cero» significa que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.

- h) Por cada uno, de los hasta veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de compra o venta y cada uno de los periodos de programación, se darán los siguientes datos:

- h.1) Periodo de programación al que corresponde la oferta.
- h.2) Volumen de energía ofertada en el tramo por la unidad de venta o adquisición, para cada periodo de programación expresada en MWh, con un máximo de un decimal.
- h.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.
- h.4) Indicación, para el caso de ofertas de venta, en el primer tramo de cada periodo de programación de si el tramo de energía es o no divisible.

h.5) Indicación, para el caso de ofertas de venta, en los tres primeros periodos del periodo de programación, de si la oferta de venta del primer tramo de energía corresponde o no a una condición de parada programada, para los tres primeros periodos del horizonte diario.

Adicionalmente el agente podrá comunicar la energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales para el caso de ofertas de venta, de unidades de venta que tienen más de un propietario, para su consideración en la liquidación del mercado diario. Dicha información será enviada por el responsable de presentación de ofertas de cada central compartida, así como los códigos de los contratos bilaterales correspondientes. El operador del mercado en la recepción de dicha información realizará las siguientes validaciones:

- El código de la comunicación de información existe.
- La unidad de oferta existe.
- El agente que envía la información es el agente responsable de su envío.

En caso de no superar las validaciones anteriores será rechazada toda la información enviada relativa a la unidad de oferta con el correspondiente mensaje de aviso.

28.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales, contratos bilaterales nacionales y el resultado de las subastas de opciones de emisión primaria de energía.

28.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de éste y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente tiene confirmadas de cualquiera de las unidades físicas de unidades de producción y unidades de adquisición de consumo de bombeo, en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades de producción no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación la hora de cierre de la sesión del mercado diario.

28.3.2 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades máximas de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos con un horizonte semanal y con desglose horario.

Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades disponibles de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos para el proceso de casación del mercado diario con desglose horario. El operador del mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades disponibles para el proceso de casación del mercado diario se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación en

el mercado diario, la hora límite establecida en la regla de secuencia de operaciones en el mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para el envío de la información de capacidades al sistema de casación común, el operador del mercado analizará la información recibida de capacidad disponible para la casación del mercado diario para la interconexión entre España y Portugal al haberse recibido información para dicha interconexión de ambos operadores del sistema ibérico.

El operador del mercado para la interconexión entre el sistema español y portugués procederá de la siguiente forma:

Si ha recibido las capacidades de importación y exportación de ambos operadores del sistema y estas coinciden, remitirá al sistema de casación antes de la hora límite establecida los valores de capacidad recibidos.

Si no ha recibido los valores de ambos operadores del sistema para la interconexión entre España y Portugal, o no son coincidentes, procederá según los siguientes casos:

Caso 1: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ninguno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades:

- Si después de transcurridos los 30 minutos no se han recibido las capacidades de ninguno de los operadores del sistema, el operador del mercado remitirá al sistema de casación un valor de capacidad disponible para la casación del mercado diario nula para importación y exportación en la frontera entre España y Portugal para todas las horas del mercado diario.

- Si después de transcurridos los 30 minutos solamente se han recibido capacidades de un operador del sistema, el operador del mercado confirmará antes de transcurridos 20 minutos adicionales con el operador del sistema que no ha remitido las capacidades los valores recibidos por el método acordado entre ambos. Si los valores de las capacidades son confirmados, el operador del mercado remitirá al sistema de casación las capacidades recibidas. Si los valores no son confirmados, requerirá al operador del sistema que ha enviado las capacidades que envíe de nuevo los valores de capacidad. Una vez transcurridos 20 minutos adicionales el operador del mercado enviará al sistema de casación los últimos valores de capacidad recibidos.

- Si después de transcurridos los 30 minutos se han recibido capacidades de ambos operadores del sistema, se procederá según se indica en el caso 3.

Caso 2: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de uno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado comprobará si se han recibido en la fecha en la que se hace la comprobación valores para los periodos de programación del mercado diario de capacidades máximas de importación y exportación, a las que se refiere el primer párrafo de la presente regla, remitido por el operador del sistema que no ha remitido las capacidades disponibles para el mercado diario. Si se han remitido las citadas capacidades y coinciden con los valores remitidos por el operador del sistema que sí ha enviado los valores de capacidad disponible para el mercado diario, el operador del mercado enviará los valores de capacidad disponible para el mercado diario recibidos. Si no se han recibido capacidades para los periodos de programación del mercado diario en la fecha en la que se hace la comprobación o estos no coinciden con los valores de capacidad para el mercado diario, el operador del mercado solicitará al operador del sistema que no ha enviado las capacidades disponibles para el mercado diario a que las envíe siguiendo el proceso descrito en el caso 1.

Caso 3: En caso de haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ambos operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», o antes de transcurridos los 20 minutos

adicionales establecidos en el caso 2, pero no ser estas coincidentes, el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades, o 20 minutos si se ha dado la situación descrita en el caso 2. Si las nuevas capacidades recibidas coinciden se remitirán los valores recibidos. Si una vez transcurrido el tiempo adicional no coinciden el operador del mercado remitirá los valores de capacidades enviados por el operador del sistema portugués.

Los valores remitidos de las capacidades en las interconexiones con el sistema francés y con el sistema marroquí serán los valores del último fichero válido de capacidades disponible para el mercado diario remitido por el operador del sistema español.

El operador del mercado considerará en el proceso de acoplamiento de mercados entre España y Francia un valor de la capacidad máxima disponible de exportación, y en su caso de importación, igual a cero si el operador del mercado del sistema eléctrico francés, o entidad habilitada por este en el proceso de liquidaciones, no cumple alguna de las obligaciones económicas que el operador del mercado le exija en relación con la liquidación de la energía intercambiada entre el sistema eléctrico español y francés resultante de dicho proceso.

28.3.3 Definición e incorporación de la información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales.

El operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas a la subasta diaria, así como las asignaciones de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

La subasta diaria de derechos de capacidad con el sistema eléctrico francés podrá ser realizada por los operadores del sistema español y francés, como sistema de respaldo cuando no pueda existir acoplamiento entre el mercado ibérico y el mercado francés. La incorporación del resultado de dicha subasta de capacidad diaria de capacidad se realizará mediante una transacción entre la unidad de derechos de capacidad y la unidad genérica en la zona de oferta española, igual que se realiza con los derechos de capacidad previos a la subasta diaria. Durante el periodo transitorio en el que la casación se realice con el algoritmo Euphemia, pero considerando una capacidad de acoplamiento implícita nula con el sistema francés, el resultado de la subasta diaria de capacidad en dicha interconexión será declarado de la misma forma que los derechos de largo plazo por los agentes del mercado que adquieran dichos derechos, antes de la hora límite establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario». En caso de realizarse subastas de capacidad diarias como sistema de fallback por el desacoplamiento del mercado ibérico del resto de mercado, los derechos de capacidad serán declarados de la misma forma, en el horario acordado entre operador del mercado y el operador del sistema español.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas al mercado diario en la interconexión con el sistema eléctrico portugués, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los contratos bilaterales internacionales de la frontera hispano-portuguesa serán enviados al operador de mercado por los operadores del sistema una vez acordados entre ambos operadores. Los contratos bilaterales internacionales de las fronteras del sistema ibérico serán enviados por el operador del sistema español al operador del mercado.

Los operadores del sistema, una vez acordados entre ellos para la frontera hispano-portuguesa, pondrán a disposición del operador del mercado, antes del cierre del periodo

de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales internacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha comunicación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las asignaciones de derechos de capacidad por cada agente que no hayan realizado la notificación de uso de derechos de capacidad en la interconexión con el sistema eléctrico portugués.

28.3.4 Definición e incorporación de la información sobre los contratos bilaterales nacionales.

El operador del mercado recibirá de los operadores del sistema correspondientes, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales nacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario.

28.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación. La verificación se realizará en el momento de recepción de las ofertas y en el momento de cierre del periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, según se establece en esta regla. Las validaciones de las ofertas se realizarán de acuerdo con lo siguiente:

28.4.1 Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero, si este ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

28.4.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado en la fecha en la que se presenta la oferta y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.

– Que el agente está habilitado para presentar ofertas, de venta para la unidad de venta, o compra para la unidad de adquisición, en el momento de presentación de la misma, para los periodos de programación para los que se presenta la oferta. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades para las que no esté habilitado en la fecha correspondiente.

28.4.3 Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta, si esta es para la siguiente sesión del mercado diario, que los agentes a los que se va a validar la suficiencia de garantías de dicha oferta en el posterior proceso de casación, dispondrán de garantías suficientes para satisfacer el pago máximo estimado de la energía correspondiente a la oferta que presenta en el día en que dicha obligación de pago sea

exigible, de acuerdo con la mejor información disponible en el momento de la inserción de la oferta.

La estimación del pago máximo de la oferta que presenta será la valoración de la misma y se establecerá por el operador del mercado multiplicando cada tramo horario de energía por el valor de su precio de oferta en dicha hora más los impuestos y cuotas aplicables.

La oferta será aceptada de forma provisional, aún en el caso de que no se disponga de garantías, pero se informará al agente responsable de la oferta del resultado de esta verificación.

28.4.4 Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta que existen unidades físicas que integran la unidad de venta o adquisición, por la que se presenta dicha oferta, que están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado para la fecha para la que se presenta la oferta.

28.4.4.1 Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

Para una oferta de compra o venta presentada a una sesión, que no sea por defecto, se validará que la energía ofertada en total para cada periodo de programación, más la energía declarada para esa unidad en el conjunto de ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario, incluidas las notificaciones de uso de derechos de capacidad, que hayan sido comunicados por los operadores del sistema, para dicha sesión, no supera ninguno de los siguientes valores:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- Para las unidades de producción que hayan declarado una indisponibilidad, la energía máxima disponible considerando en el caso de que la oferta presentada sea para la siguiente sesión del mercado diario las indisponibilidades vigentes, entendiéndose por energía máxima disponible la energía máxima una vez descontada la energía indisponible de sus unidades físicas. En el caso de ser la oferta normal para una sesión posterior a la siguiente sesión del mercado diario, la unidad de oferta se considerará disponible a los efectos de la validación en el proceso verificación de ofertas en el momento de presentación de la oferta. En la verificación en el proceso de preparación de ofertas al mercado diario, se verificará de nuevo la validez de la oferta considerando la potencia máxima disponible teniendo en cuenta las indisponibilidades vigentes en el momento de cierre de la sesión tal como se detalla en el apartado de verificación de ofertas antes de la casación.

En el caso de superar la energía ofertada el valor máximo en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Si las ofertas enviadas son por defecto, se validará la energía ofertada en cada periodo de programación contra la energía máxima en la base de datos del operador de mercado declarada para esa unidad, siendo aceptada provisionalmente la oferta, a expensas de la validación global de ofertas y ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario antes de realizar la casación, en cuyo proceso, en caso de superar los límites establecidos en la validación global será rechazada la oferta completa. Dado que las ofertas por defecto aplican desde el mismo momento de su envío sin la condición de comunicación de una fecha de oferta, se validará que la fecha de envío de la oferta por defecto es posterior a las 00:00 horas del día para el cual la unidad de oferta correspondiente ha sido dada de alta.

28.4.4.2. Verificación del contenido de la oferta.

a) Verificación para las ofertas de venta de que los tramos correspondientes a la parada programada corresponden al primer tramo del primer periodo de programación y como máximo hasta el tercer periodo de programación y que estos sean decrecientes en términos de energía ofertada en los periodos para los que se declara la condición de parada programada.

b) Verificación para las ofertas de venta de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de venta tienen precios crecientes respecto de la energía ofertada.

c) Verificación para las ofertas de compra de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de adquisición tienen precios decrecientes respecto de la energía ofertada.

d) Verificación de que los ingresos mínimos que el vendedor incorpore como condición en la oferta de venta de energía para la unidad de venta, no son superiores en un 100% al ingreso que supondría la oferta de venta simple completa de la unidad de venta.

e) Verificación de que la oferta por la unidad de venta incorpore un solo tramo indivisible para cada periodo de programación.

f) Verificación de que una oferta que declara la condición de indivisibilidad en algún tramo, no declara ninguna otra condición compleja.

g) Verificación de que el gradiente de subida y bajada declarado en la oferta es igual o inferior al correspondiente registrado en el sistema de información del Operador del Mercado. En caso de no existir un valor máximo en el sistema de información se entenderá que el gradiente no tiene un valor límite máximo.

28.4.4.3 Verificación de las ofertas respecto a las ofertas provenientes del mercado a plazo.

Las ofertas de los agentes para su participación en el mercado diario de producción que no provengan de posiciones abiertas del mercado a plazo, en su inserción, no se validarán contra las ofertas provenientes del mercado a plazo. El conjunto de las ofertas se validará antes del proceso de casación.

28.5 Validaciones a la comunicación de la información de contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema.

En el proceso de recepción de comunicaciones de contratos bilaterales, puestos a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema, se realizará el siguiente proceso de validación.

Validaciones a las comunicaciones de contratos bilaterales presentadas al mercado diario.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para la energía de cada unidad declarada en el contrato, en cada periodo de programación. Se validará en cada periodo de programación que la energía ejecutada para cada unidad, no supera ninguno de los siguientes valores:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la aceptación del fichero requerirá la conformidad del operador del sistema correspondiente.

Las unidades de programación de venta en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de venta. Las unidades de programación de adquisición en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de adquisición.

En el caso de que la ejecución de un contrato bilateral no pueda ser incorporado al sistema del operador del mercado por incumplir las presentes reglas, dicha ejecución de contrato bilateral no será incorporada al sistema pudiendo ser incorporadas el resto de ejecuciones de contratos bilaterales recibidos en la misma comunicación.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para las unidades involucradas en la declaración del contrato bilateral:

- Todas las unidades de programación de venta de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa vendedor.
- Todas las unidades de programación de adquisición de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa comprador.
- Los contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema serán de unidades de programación de sus respectivos sistemas eléctricos. El operador del sistema eléctrico portugués remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de Portugal y el operador del sistema eléctrico español remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de España, Francia, Andorra y Marruecos.

28.6 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

La última oferta de compra o venta válida de energía presentada por los agentes al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o adquisición de las que sean titulares, devendrá firme en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

28.7 Efectos de la inclusión de la oferta de compra y venta en el proceso de casación.

Que el vendedor o comprador acepte los resultados de la casación en los términos que se deriven de las reglas.

28.8 Presentación de ofertas de contratos bilaterales con entrega física.

Para el cumplimiento del apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, deberán presentar ofertas de compra al mercado a su precio de oportunidad con una unidad de adquisición del agente vendedor, por una cantidad horaria igual o superior a la energía declarada en los contratos bilaterales con entrega física.

Los agentes vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía declarados con unidades de programación de sistema eléctricos externos al sistema ibérico (unidades de programación de la zona de Francia, Andorra o Marruecos) y unidades de programación de adquisición, declararán dichos contratos bilaterales con sus unidades de programación de venta en dichos sistemas eléctricos, que no podrán ser unidades genéricas.

Regla 29.^a *Entrega física de la energía negociada a plazo.*

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

29.1 Definición de Unidad de Contratación a Plazo (UCP).

Las unidades de contratación a plazo (UCP) son unidades de liquidación en el mercado a plazo para posibilitar la liquidación por entrega física.

Las unidades de contratación a plazo tendrán las siguientes características:

- a) Cada UCP pertenecerá únicamente a un agente de liquidación física del mercado de contratación a plazo y a un agente de mercado diario.
- b) Los agentes del mercado diario deberán comunicar al operador del mercado diario la composición de cada UCP, detallando las unidades ofertantes que la componen y por los medios establecidos al efecto.
- c) Una UCP podrá contener cualquiera de las unidades de venta y/o unidades de adquisición del mercado diario, excepto las unidades genéricas.
- d) Cada unidad de venta o adquisición del mercado diario solo podrá estar incluida en una UCP.
- e) Las energías recibidas como posiciones abiertas correspondientes a una UCP no podrán constituir una posición «antinatural». En tal caso será rechazada por el operador del mercado diario.

Se considerará que existe posición «antinatural» cuando la energía de la posición abierta de una UCP supere la suma de los máximos de las unidades de venta o la suma de los máximos de las unidades de adquisición que agrupe, con su signo correspondiente.

f) Las unidades de venta y/o de adquisición que agrupa cada UCP sólo podrán ser unidades ofertantes que serán liquidadas en el mercado diario al precio de la energía en España, o alternativamente, al precio en Portugal, no admitiéndose en la misma UCP ambos tipos de unidades.

29.2 Entrega de posiciones para su liquidación por entrega física del operador del mercado a plazo.

29.2.1 Período de envío.

El operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario establecerán con una antelación mínima de 6 meses el calendario de liquidación de posiciones a plazo, en el cual se indicará el día de envío de la información de cada subyacente. Lo anteriormente señalado se entiende sin perjuicio de que dicho calendario pueda ser alterado, como consecuencia de modificaciones en la situación de los mercados o del tipo de productos negociado en el mercado a Plazo.

Las posiciones abiertas serán enviadas por OMIP/OMIClear antes de la hora fijada en el Sistema de Información del Operador del Mercado Diario que nunca distará menos de dos días del de entrega del subyacente. Dentro de un día la hora límite para el envío de las posiciones abiertas serán las 17:30 horas.

Las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

29.2.2 Validaciones y respuesta.

El operador del mercado diario validará las posiciones a plazo abiertas, agente/UCP, de acuerdo con los siguientes puntos:

a) El operador del mercado a plazo únicamente enviará las posiciones para entrega física correspondientes a contratos a plazo registrados en dicho operador.

b) Posteriormente se comprobará que el agente y la UCP corresponden a agentes y UCP existentes y vigentes en el momento de la comunicación y el periodo de entrega física, y que la UCP corresponde al agente.

c) Finalmente se comprobará que las cantidades de entrega física correspondientes están dentro de los límites de la UCP. En caso de no ser así se considerará que la posición comunicada es antinatural, y será rechazada.

29.3 Efectos de reenvío de información. Anulación de desagregaciones de los agentes previamente enviados.

El operador del mercado a plazo podrá realizar nuevos envíos de información alterando la información de posiciones abiertas ya enviadas en el caso en que detecte que se ha producido una violación de las reglas del mercado a plazo. La remisión de la alteración de una posición previamente enviada por el operador del mercado a plazo únicamente podrá ser realizada hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario. En dicho supuesto se anularán las desagregaciones correspondientes a las posiciones alteradas que hayan realizado los agentes hasta ese momento.

29.4 Recepción de desagregaciones de las posiciones abiertas de los agentes.

Los agentes desagregarán las energías de cada UCP en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a la misma, respetando las limitaciones establecidas en las presentes reglas.

29.4.1 Período de envío.

Los agentes podrán enviar las desagregaciones de las energías de las UCP desde el cierre del periodo de envío de las correspondientes posiciones abiertas por el operador del mercado a plazo hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

El agente dispondrá de la opción de desagregación por defecto para aquellas UCP que solo contengan una unidad ofertante. Para aquellos agentes que utilicen esta opción, las desagregaciones se calcularán automáticamente, de acuerdo a la regla establecida, no siendo necesario su envío.

29.4.2 Contenido.

Los agentes enviarán la información de las desagregaciones en valores horarios, pudiendo realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas sus unidades de contratación a plazo.

Además, los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de las energías de las unidades de contratación para diferentes días futuros, para aquellos días que el operador del mercado diario disponga de la información de las posiciones abiertas comunicadas por el operador del mercado a plazo.

29.4.3 Desagregaciones por defecto.

Las desagregaciones por defecto son aquellas que se calcularán automáticamente y de acuerdo a los siguientes puntos:

- a) Sólo podrán ser utilizadas por aquellas UCP que sólo contengan una única unidad ofertante.
- b) En el caso en el que posteriormente desee incluir una nueva unidad ofertante en esa misma UCP, deberá eliminar primeramente la opción de desagregación por defecto. En caso contrario no se dará de alta la nueva relación UCP/unidad ofertante.
- c) El agente mediante el Sistema de Información del Operador de Mercado podrá elegir la opción de que se aplique la desagregación por defecto o no y su fecha de vigencia.
- d) El agente deberá comunicar un límite máximo en MWh por el que acepta que se le realice la desagregación por defecto. En caso de que el valor de la posición abierta enviada por OMIP/OMIClear sea superior a dicho límite, se desagregará únicamente hasta el límite puesto por el agente.
- e) Cada vez que se reciban las posiciones abiertas de OMIP/OMIClear se procederá a desagregar automáticamente aquellas que hayan elegido la opción de «desagregación por defecto».
- f) Una vez comenzado el periodo de recepción de desagregaciones, el agente podrá realizar actualizaciones o la anulación de dicha información, del mismo modo que si se hubiera realizado una desagregación normal.

29.4.4 Validaciones en la recepción y respuesta.

El operador del mercado diario validará las desagregaciones de las posiciones abiertas a plazo de acuerdo con los siguientes puntos:

- a) En primer lugar, se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido o excluido del mercado a plazo, según la información recibida del operador del mercado a plazo, ni se encuentra suspendido ni dado de baja en el mercado diario.
- b) Posteriormente, se comprobará que las unidades UCP y unidades ofertantes de venta o adquisición del mercado diario en que se desagregan las posiciones abiertas, corresponden a unidades del agente, existentes y vigentes para la fecha que se está desagregando.
- c) Se comprobará que las unidades ofertantes están asociadas a la UCP para la fecha que se está desagregando.

d) Se comprobará que las energías desagregadas para cada unidad ofertante son coherentes con la información de máximos y potencias disponibles de que dispone el operador del mercado diario en el momento de la recepción de las desagregaciones.

e) Se verificará que la desagregación de la energía de la posición abierta de una UCP para un periodo horario se realiza bien en unidades de venta, o en unidades de adquisición, según sea la posición abierta de la UCP de venta o de adquisición.

En caso de no superarse las validaciones relativas al agente, será rechazada toda la información de desagregaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

En caso de no superarse las validaciones relativas a unidades ofertantes y unidades UCP, será rechazada toda la información de desagregación de aquella UCP que no cumpla las validaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

29.4.5 Actualización de información.

La información de desagregaciones podrá ser sustituida mediante la comunicación de una nueva información de desagregaciones para una UCP. En caso de cumplir con las validaciones establecidas, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la anterior información. En caso de no cumplirse las validaciones establecidas, se mantendrá como válida la anterior información disponible que previamente fue aceptada como válida.

El agente podrá comunicar la anulación de una información comunicada de desagregación de una UCP para un día concreto. En este caso, toda la información de esa UCP, incluidos envíos anteriormente aceptados como válidos, será considerada como no válida.

29.4.6 Creación de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado plazo.

Las desagregaciones en unidades de venta o adquisición de las posiciones abiertas provenientes del mercado a plazo con liquidación por entrega física, enviadas por los agentes y que hayan resultado válidas, serán consideradas en el proceso de casación del mercado diario como ofertas a precio instrumental. Como momento de alta de la desagregación, se considerará el de recepción de la información de desagregación por el agente.

Las desagregaciones en unidades de adquisición se considerarán a todos los efectos como ofertas simples a precio instrumental de compra y las desagregaciones en unidades de venta se considerarán a todos los efectos como ofertas simples a precio instrumental de venta.

29.5 Intercambio de información con el operador del mercado a plazo.

29.5.1 Información de datos estructurales.

El intercambio de información sobre los agentes tiene por objeto identificar y cualificar a los Agentes de liquidación física del mercado a plazo y las respectivas UCP con las que liquidan operaciones en el mercado diario de producción.

Con relación al envío de información entre OMIE y OMIP/OMIClear, éste se realizará poniendo a disposición de la otra parte la información pertinente, teniendo la parte que la recibe la obligación de recogerla.

29.5.1.1 Admisión de un agente de liquidación por entrega física.

Todo agente del mercado de contratación a plazo que desee realizar la liquidación por entrega física de sus posiciones, deberá tener la condición de agente del mercado o tener suscrito un contrato con un agente liquidador físico del mercado a plazo, que tenga la condición agente del mercado.

Previamente a la aceptación como agente de liquidación física por OMIP/OMIClear, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación del agente de liquidación física.

b) El operador del mercado diario rechazará o aceptará al agente de liquidación física.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la posibilidad de entrega física al agente, en caso de que el operador del mercado diario haya dado su aceptación.

29.5.1.2 Alta de Unidades de Contratación a Plazo (UCP).

Previamente a la aceptación de una UCP referente a la energía de un agente de liquidación física en el mercado diario, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación de la UCP indicando el nombre del agente, el código del mismo y el código de la UCP.

b) El operador del mercado diario aceptará la UCP, comunicando a OMIP/OMIClear en el siguiente día laborable el alta en su sistema de la UCP, indicando desde cuando está disponible.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la UCP definitivamente y transmitirá la decisión al agente.

d) Ambos operadores podrán solicitar al otro operador el envío de la totalidad de la información actualizada de los pares de agentes/UCP válidos en ese momento.

29.5.1.3 Baja de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo.

Cuando se produzca una baja o salida de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado diario:

a) El operador de mercado a plazo informará al operador del mercado diario de la baja del agente y de las respectivas unidades de contratación a plazo.

b) El operador de mercado a plazo pondrá a disposición del operador del mercado diario la información que contendrá el nombre y código del agente y las respectivas UCP del agente.

29.5.1.4 Suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario.

En caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario, el operador de mercado a plazo seguirá sus procedimientos y el operador del mercado diario rechazará las entregas físicas indicando la razón del rechazo.

29.5.1.5 Exclusión o baja de un agente del operador del mercado diario.

Cuando se produzca una baja o salida de un agente del operador del mercado diario, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado a plazo:

a) El operador del mercado diario informará al operador del mercado a plazo de la baja del agente.

b) El operador del mercado a plazo retirará la posibilidad de entrega física al agente.

c) Por un periodo de hasta dos días laborables, se admitirá que al agente le sean rechazadas sus entregas físicas en el operador del mercado diario, del mismo modo que en el caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario.

29.5.2 Información general de los mercados.

El operador del mercado diario y el operador del mercado a plazo realizarán los siguientes intercambios de información:

a) La información pública que consideren relevante, teniendo en cuenta su disponibilidad en la web pública de cada mercado.

b) La información esencial, publicando un enlace a la web pública del otro mercado cuando los usuarios requieran información complementaria.

Regla 30.^a *Procedimiento de casación del mercado diario.*

30.1 elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía por medio del algoritmo denominado Euphemia. La descripción detallada del algoritmo será acordada por el operador del mercado, OMIE, con el resto de operadores del mercado europeos con los que haya firmado el acuerdo de cooperación para la realización de una casación única común entre diversos operadores de mercado europeos. Dicho documento acordado será publicado por el operador del mercado, OMIE, en su página web, y presentado por OMIE y por cada uno de los operadores del mercado a las entidades reguladoras nacionales o entidades responsables de la aprobación de las reglas del mercado en cada caso.

La producción de energía objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de máximos de venta o de gradiente de carga de la unidad de venta de que se trate.

El precio en cada periodo de programación en cada zona de oferta será el correspondiente al resultado del algoritmo Euphemia.

Previo a la realización del proceso de casación se realizarán las siguientes validaciones, para seleccionar las ofertas que se consideran en el proceso de casación, con la información remitida por los operadores del sistema sobre contratos bilaterales internacionales, sobre indisponibilidades, y con la información de las energías con notificación de derechos de capacidad y con asignación de derechos de capacidad, remitida antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

Validaciones de garantías del agente.

Una vez cerrado el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, se procederá a la validación de todas las ofertas de compra de cada agente para comprobar que dichas ofertas de compra disponen de garantías suficientes.

A efectos de la valoración de las ofertas se considerará la valoración de los tramos de energía en cada hora a sus precios incluyendo los impuestos y cuotas aplicables.

Se comprobará que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta de compra. El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto que se trate de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes titulares debe disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la oferta de compra de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas.

En caso de disponer todos los agentes de garantías suficientes, la oferta será aceptada de forma provisional entrando en el proceso de casación. En caso contrario no será incorporada al proceso.

Por cada oferta de compra incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

Validaciones a las ofertas presentadas al mercado diario.

En primer lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto de las unidades con asignación de derechos de capacidad presentadas al mercado, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta, más la energía de la misma unidad y periodo de programación, ejecutada en contratos bilaterales internacionales, o notificación de uso de derechos de

capacidad, previamente comunicados por los operadores del sistema y aceptados, no supera ninguno de los siguientes valores:

- La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En segundo lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto, no validadas previamente, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta no supera ninguno de los siguientes valores:

- La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
- Para las unidades de oferta genérica de venta la energía ofertada es inferior o igual al saldo comprador de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.
- Para las unidades de oferta genérica de compra la energía ofertada es inferior o igual al saldo vendedor de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Validación en el cierre de recepción de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado a plazo y consideración de estas ofertas en el algoritmo de casación de mercado diario.

A efectos de validación de las energías desagregadas por los agentes en el instante del cierre de la recepción de ofertas serán consideradas como ofertas al mercado diario a precio instrumental, y se considerará el momento de aceptación como el momento en que se recibe y se acepta la desagregación de la energía de las UCP.

A todos los efectos se considerará la información anterior en el proceso de validación por orden inverso de llegada, dándose prioridad a la información más reciente.

En el instante de la validación al cierre de recepción de ofertas solamente se rechazará la oferta proveniente de las posiciones abiertas correspondiente a la unidad de oferta que no supere las validaciones establecidas, manteniéndose el resto de la información para otras unidades de oferta correspondiente a la misma desagregación de forma independiente.

Las desagregaciones válidas de las posiciones abiertas del mercado a plazo con liquidación por entrega física serán consideradas como ofertas a precio instrumental. La información de energía y precio de estas ofertas será tratada en el algoritmo de casación como información independiente de las ofertas de las unidades correspondientes enviadas por el agente para el mercado diario:

- a) Las condiciones complejas que el agente hubiera podido incluir en la oferta enviada para el mercado diario no serán de aplicación a la energía correspondiente a las ofertas provenientes de posiciones abiertas en el mercado a plazo.
- b) El proceso de casación para el mercado diario se realizará según lo indicado en la regla al efecto, tratando de forma independiente ambas ofertas de una misma unidad ofertante.

30.2 Procedimiento de casación.

El algoritmo de casación Euphemia busca la optimización del denominado «welfare», que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte

de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta de venta casado.

El algoritmo Euphemia considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh.

El algoritmo Euphemia considera en cada mercado las condiciones de bloque o condiciones complejas específicas de dicho mercado, siendo las condiciones para las ofertas del mercado ibérico las establecidas en estas reglas.

El resultado del algoritmo Euphemia está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En este sentido el flujo neto entre las zonas de oferta internas al mercado ibérico (flujo entre España y Portugal) y las fronteras del sistema ibérico (flujo entre España y Francia, y flujo entre España y Marruecos), estarán limitadas a la capacidad disponible para el mercado comunicada por los operadores del sistema responsables de dicha comunicación.

El algoritmo Euphemia trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, excluida la condición de indivisibilidad, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja o han declarado solamente la condición de indivisibilidad.

Para la ejecución de la casación el algoritmo realizará las siguientes operaciones:

30.2.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas de venta y determinación de la curva de oferta de venta.

El operador del mercado establecerá, para cada periodo de programación del horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

- Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.
- Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.
- Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de venta añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de venta a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinarán dos curvas agregadas de venta por cada zona de oferta:

- La primera curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos de todas las ofertas simples y todos los tramos de todas las ofertas simples que han declarado en algún periodo horario la condición de indivisibilidad. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.
- La segunda curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos del orden de precedencia económica que no están contenidos en la primera curva agregada de ofertas de venta, sin agregar la energía ofertada a un mismo precio, y con identificación de los tramos de oferta que pertenecen a la misma oferta. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.2.2 Determinación de la curva de adquisición.

El operador del mercado establecerá para cada periodo de programación de un horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de compra partiendo de la más cara, hasta llegar a la más barata en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

- Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.
- Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.
- Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de compra añadiendo por orden descendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de compra a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinará una curva agregada de ofertas de compra por cada zona de oferta, que contendrá todos los tramos de todas las ofertas de compra. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.3 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de ingresos mínimos.

El algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión superior a los dos decimales establecidos para los precios de las ofertas en el mercado ibérico y una precisión superior a un decimal establecida para las energías de las ofertas en el mercado ibérico.

Si bien el algoritmo Euphemia considera las condiciones complejas establecidas en estas reglas, debiendo cumplir los requerimientos que establecen dichas condiciones, la comprobación del cumplimiento de la condición compleja de ingresos mínimos se realizará con el valor de los precios y energías utilizados en el proceso de casación antes del redondeo, pudiendo por tanto resultar casada una oferta, siendo el valor suma del término fijo más el término variable multiplicado por la energía final casada una vez realizado el redondeo, inferior a la suma de la multiplicación de la energía casada una vez realizado el redondeo, por el precio marginal horario una vez realizado el redondeo.

30.4 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de gradientes.

En la aplicación de la condición compleja de gradientes de carga, un tramo de energía ofertado a un precio superior al marginal podrá resultar casado, si con la aceptación de dicho tramo de oferta se permite una casación de energía mayor en los periodos de programación adyacentes, tal que se obtenga una solución con un welfare mayor, cumpliendo el resto de condiciones del algoritmo.

30.5 Tratamiento de las ofertas con la condición de indivisibilidad.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas de gradientes, ingresos mínimos y parada programada, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna de las citadas condiciones complejas.

Si en el proceso de asignación de los tramos de las ofertas simples o de los tramos de las ofertas con la condición de indivisibilidad, se produjera indeterminación como consecuencia de que la oferta casada agregada de dichas ofertas, denominada energía agregada simple a marginal, excede a la energía asignada a dichas ofertas en el proceso de casación de Euphemia, denominada energía a repartir a marginal, se procederá de la siguiente forma:

a) Si el precio marginal es superior a cero, se asignará a cada tramo una parte proporcional de la energía agregada simple a marginal, tal que la suma de las asignaciones sea igual a la energía a repartir a marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía agregada simple a marginal y la energía a repartir a marginal.

b) Si el precio marginal es cero se aplicará el siguiente criterio:

b.1 Si la suma de energía de los tramos de la energía simple agregada a marginal que han declarado la condición de indivisibilidad es superior a la energía a repartir a marginal, se aplicará lo descrito en el apartado a) previo.

b.2 Si la suma de energía de los tramos de la energía simple agregada a marginal que han declarado la condición de indivisibilidad es inferior o igual a la energía a repartir a marginal, se asignará a los tramos que han declarado la condición de indivisibilidad una energía igual a la energía ofertada. A los tramos casados que no han declarado la condición de indivisibilidad se les asignará una parte proporcional de su oferta, tal que la suma de las asignaciones sea igual a la energía por repartir a marginal menos la energía asignada a las unidades casadas con declaración de indivisibilidad.

30.6 Recasación del mercado diario ibérico.

Una vez realizado el proceso de casación del mercado diario, y una vez confirmado el resultado por OMIE así como por todos los operadores de mercado que realizan la casación acoplados al mercado ibérico, los resultados de los flujos por la interconexión Francia-España y los precios, denominados precios finales, serán firmes.

Si posteriormente a la publicación del Programa Diario Base de Casación (PDBC), se observase en tiempo útil un error en el proceso de casación, el operador del mercado ibérico procederá, una vez consultados los operadores del sistema español y portugués, a repetir el proceso de casación de forma desacoplada del resto de mercados Europeo, manteniendo el flujo en la interconexión entre España y Francia resultado del proceso de casación previo. Como resultado de la recasación se obtendrá un nuevo resultado completo de la casación del mercado diario Ibérico, que sustituirá al resultado previo, siendo este al que aplique el proceso de liquidaciones, salvo en lo indicado a continuación. A efectos de la valoración económica del flujo en la interconexión con Francia, así como a efectos del cálculo de la renta de congestión en dicha interconexión, se tomarán el precio del sistema español denominado precio final, que corresponde a la casación común confirmada por los operadores del mercado Europeo.

30.7 Reapertura de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario.

Si en el proceso de casación del mercado diario se produce alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos locales de alguno de los operadores del mercado, tal que se reabra la recepción de ofertas a la sesión del mercado diario en el ámbito de operación de dicho operador del mercado, dado que dicha apertura implica un nuevo proceso de casación para todos los mercados, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a dicha sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con la reapertura del proceso de recepción de ofertas en el resto de mercados. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Igualmente, cuando se produzca alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos comunes de desarrollo del proceso de casación del mercado diario que lleve a una situación de desacoplamiento parcial o total de alguna de las zonas de precio interconectadas, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con los procedimientos comunes de desarrollo de la casación. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Regla 31.^a *Resultado de la casación del mercado diario.*

En el caso de unidades de oferta de propiedad compartida, las energías casadas serán asignadas a cada copropietario proporcionalmente a la diferencia entre la energía total de la unidad casada en el mercado diario más la energía comprometida en todos los contratos bilaterales multiplicada por los porcentajes de propiedad y la información sobre la energía asignada al copropietario que va a estar comprometida en contratos bilaterales.

En los casos en que la energía casada en el mercado diario más las declaradas a asignar a cada agente superen la energía máxima disponible o bien la energía declarada a asignar a un agente supere la que le corresponde según su porcentaje de propiedad de la energía del previsible PDBF no se tendrá en cuenta ninguna de las declaraciones y por tanto se utilizarán los porcentajes de propiedad sobre la unidad de cada uno de los agentes.

Regla 32.^a *Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario.*

El programa resultante de casación es el resultado de la casación a que se refiere el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, en su artículo 10.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el contenido del programa resultante de casación correspondiente a sus unidades de venta o adquisición en los términos establecidos en estas reglas.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el contenido del programa resultante de casación que corresponda, asignando previamente a una unidad de oferta genérica los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de compra, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos, según sea venta o compra, y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación.

32.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia al que se refiere el artículo 10 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, de las ofertas casadas,

casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía ofertados y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

- En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, estos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
- En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, éstas se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.
- En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 33.^a *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

a) Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas

- El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.
- Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado diario, el conjunto de ofertas válidas de venta y compra presentadas a cada una de las sesiones del mercado diario.

b) Información del resultado de la casación del mercado diario.

- Precios resultado de la casación.

Se generarán como resultado del proceso de casación y serán públicos y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema, siendo publicados después de su generación.

El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de transcurridas dos horas desde el cierre del mercado diario los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente.

- Programa resultado de la casación.

Se generará el Programa Diario Base de Casación (PDBC) como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente inmediatamente después de su generación.

- El orden de precedencia económica.

Se generará como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, inmediatamente después de su generación.

- Curvas agregadas de oferta y demanda.

Para cada conjunto de zonas de oferta que tengan el mismo precio se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario las curvas agregadas de venta y compra, y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión, la capacidad ocupada por declaración de derechos de uso de capacidad y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario y serán públicos.

– Resultado del proceso de entrega física. El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo el resultado del proceso de entrega física, existiendo tres posibilidades:

- a) Que las ofertas hayan sido casadas.
- b) Que las ofertas hayan sido casadas parcialmente.
- c) Que las ofertas hayan sido rechazadas antes de la casación del mercado diario por no ser conformes a las reglas del mercado o por no haberse recibido del agente la desagregación correspondiente.

Regla 34.^a *Situaciones excepcionales.*

A los efectos de lo establecido en estas reglas son situaciones excepcionales aquellas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Insuficiencia de oferta de venta de energía eléctrica para atender la demanda que utilice el precio instrumental del sistema.

En tal caso el operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas de venta disponibles remitiendo a los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente dicho orden con déficit para los periodos de programación en que dicha insuficiencia de oferta se produzca.

b) Imposibilidad de realizar, antes de la hora límite establecida, el proceso casación con el algoritmo Euphemia para el conjunto de mercados.

En caso de alcanzarse la hora límite establecida para el desacoplamiento de todos los mercados se realizará la casación del mercado ibérico de forma desacoplada considerando la capacidad en el mercado con el sistema francés nula.

c) Fuerza mayor.

c.1 Si esta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado realizará casaciones anticipadas ampliando, para ello, el horizonte diario de programación para incluir en el mismo los periodos de programación en que la situación excepcional de fuerza mayor persistiese. Si la fuerza mayor fuere imprevisible, el operador del mercado podrá determinar la casación utilizando el algoritmo histórico del Sistema de Información del Operador del Mercado con las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

c.2 Si es debida a averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o del sistema de acoplamiento de mercados europeo que impidan el correcto funcionamiento de los mismos. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

d) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas de las ofertas complejas. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

Si la imposibilidad de determinación de la casación subsiste, el operador del mercado procederá a determinar la casación utilizando el algoritmo histórico denominado SIOM con

las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

Regla 35.^a *Liquidación del mercado diario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado diario de producción de energía eléctrica y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición, unidad de venta. Asimismo, el operador del mercado determinará la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en las distintas interconexiones del sistema eléctrico español.

35.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación del mercado diario.

Los vendedores que operen en el mercado diario percibirán por cada unidad de venta y para cada periodo de programación una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado diario por cada unidad de venta que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación en cada periodo de programación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

35.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en el mercado diario.

Los compradores que operen en el mercado diario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación, el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta, en la que se encuentre la unidad de adquisición.

35.3 Derechos de cobro en el mercado diario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía cuya producción se asigne en cada periodo de programación a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo y para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de venta a las cuales se les practicará la liquidación de la energía importada por España desde Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por estos para practicar dicha liquidación.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCPBC(up,h,z) = EPBC(up,h,z) * PMH(h,z)$$

Siendo:

DCPBC (up,h,z): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de producción up, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (up,h,z): Energía asignada a la unidad de venta, up, situada en la zona de oferta z, en la hora h, en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Diario Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha recasación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.4 Obligaciones de pago en el mercado diario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación tendrá una obligación de pago que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya adquisición se asigne en cada periodo de programación a la unidad de adquisición de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de adquisición a las cuales se les practicará la liquidación de la energía exportada por España a Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por estos para practicar dicha liquidación.

La obligación del comprador para cada oferta de compra en la hora h será:

$$\text{OPPBC}(ua,h,z) = \text{EPBC}(ua,h,z) * \text{PMH}(h,z)$$

Siendo:

OPPBC (ua, h,z): Obligación de pago del comprador por la energía correspondiente a la unidad de adquisición ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (ua, h,z): Energía asignada a la unidad de oferta de compra ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z correspondiente al resultado final de la casación. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha casación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.5 Ingresos en el mercado diario por el proceso de separación de mercados.

La liquidación del mercado diario, tras la aplicación del proceso de separación de mercados en cada interconexión, dará lugar a unos ingresos denominados «renta de congestión» que se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo en cada una de las zonas de oferta situadas a ambos lados de la interconexión.

35.5.1 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Portugal.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Portugal se repartirá a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español y portugués.

Se anotará por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

$$\text{DCPBCPTES_CI}(h) = 0,5 * \text{abs}(\text{EPBCPTES}(h)) * \text{abs}(\text{PMH}(h,z_1) - \text{PMH}(h,z_2))$$

Siendo:

DCPBCPTES_CI (h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPBCPTES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa.

z_1, z_2 : Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

35.5.2 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Francia.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Francia se repartirá a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español y francés.

Se anotará una obligación de pago al sistema eléctrico francés, en la hora h como:

$$OPPBCFRES_CI(h) = 0,5 * \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_3))$$

Se anotará un derecho de cobro en cuenta al operador del sistema eléctrico español en la hora h como:

$$DCPBCFRES_CI(h) = 0,5 * \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_3))$$

Asimismo, en caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del mercado diario ibérico» se practicarán las siguientes anotaciones en cuenta al operador del sistema eléctrico español en la hora h:

– Si $PMH'(h,z_1) > PMH(h,z_1) > PMH(h,z_3)$ ó $PMH'(h,z_1) < PMH(h,z_1) < PMH(h,z_3)$

$$DCPBCFRESAJ_CI(h) = \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH'(h,z_1) - PMH(h,z_1))$$

– Si $PMH(h,z_1) > PMH(h,z_3)$ y $PMH(h,z_1) > PMH'(h,z_1)$ ó $PMH(h,z_1) < PMH(h,z_3)$ y $PMH(h,z_1) < PMH'(h,z_1)$

$$OPPBCFRESAJ_CI(h) = \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH'(h,z_1) - PMH(h,z_1))$$

Siendo:

DCPBCFRES_CI(h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRES_CI(h): Obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, al sistema francés, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

DCPBCFRESAJ_CI(h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español como ajuste consecuencia de la recasación del mercado diario ibérico y del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRESAJ_CI(h): Obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español como ajuste consecuencia de la recasación del mercado diario ibérico y del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

EPBCFRES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y francesa.

PMH' (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z resultado de la casación recogida en la Regla de «Recasación del mercado diario ibérico».

z_1, z_3 : Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y francesa respectivamente.

35.6 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado diario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado diario el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicho mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

- (a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario».
- (b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.
- (c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concurra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concurra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

CAPÍTULO SÉPTIMO

Programas recibidos con posterioridad al mercado diario

Regla 36.^a *Programa diario base de funcionamiento.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de la hora límite establecida en las presentes reglas, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las comunicaciones de declaraciones de contratos bilaterales a efectos del cumplimiento de la legislación vigente en cuanto a la confirmación del cumplimiento de la presentación de ofertas al mercado diario. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta.

Regla 37.^a *Programa diario viable.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de 15 minutos del cierre de la primera sesión del mercado intradiario de subastas el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), a efectos de la realización de las validaciones a las ofertas del mercado intradiario de subastas. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta necesaria para las validaciones y la realización del proceso de casación.

En todo caso, el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF deberá ser recibido por el operador del mercado con una antelación, en situación de operación normal, no inferior a 15 minutos antes del cierre de la primera sesión de subasta del mercado intradiario de forma que los agentes de mercado puedan actualizar, si procede, las ofertas previamente presentadas a la subasta, pudiendo estas ser validadas definitivamente al cierre del periodo de recepción de ofertas.

En la situación excepcional en la que el operador del mercado reciba el PDVD de los operadores del sistema con posterioridad a la hora límite establecida, el periodo de recepción de ofertas se prolongará, para permitir a los agentes disponer de 15 minutos para que verifiquen y actualicen en consecuencia sus ofertas, sin perjuicio de lo establecido en la Regla «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».

CAPÍTULO OCTAVO

Mercado intradiario de subastas

Regla 38.^a *Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas.*

Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la venta y la adquisición de energía en las siguientes horas al cierre del mercado diario, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

El mercado intradiario de subastas se estructura en sesiones de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Determinado un programa diario viable, se podrán realizar casaciones de sesiones de subastas del mercado intradiario para los periodos de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

b) Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios periodos de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado con antelación al cierre de dicha sesión.

c) Cada periodo de programación podrá ser objeto de sesiones de subastas sucesivas de mercado intradiario.

d) No se podrán incluir en sesiones de subastas del mercado intradiario periodos de programación para los que no exista programa diario viable publicado.

e) El momento inicial de presentación de ofertas de compra y venta en el mercado intradiario de subastas, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en estas reglas de funcionamiento y deberá asegurar que cualquier periodo de programación con programa diario viable publicado, sea objeto al menos, de una sesión de subastas de mercado intradiario.

Las sesiones del mercado intradiario de subastas se establecerán conforme al Anexo I, que podrá ser modificado previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización del regulador competente.

Regla 39.^a *Ofertas al mercado intradiario de subastas.*

39.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta

Las ofertas de compra y venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Se denominan ofertas complejas a las ofertas simples que declaran adicionalmente a la oferta simple alguna de las condiciones complejas establecidas en las presentes reglas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o compra para un mismo periodo de programación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

El operador del mercado asignará en cada periodo de programación a la unidad de oferta genérica de venta el saldo vendedor de la unidad de programación genérica y a la unidad de oferta genérica de adquisición el saldo comprador de la unidad de programación genérica, del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión y del Programa Horario Final (PHF) de la sesión previa para el resto de sesiones.

En las horas del horizonte de cada mercado intradiario que sea la última vez que se negocian los agentes que en el Programa Horario Final (PHF) anterior a la sesión del intradiario dispongan de programa en las unidades de oferta genérica de venta o adquisición, deberán deshacerse del mismo mediante la presentación de las correspondientes ofertas simples a precio instrumental.

39.1.1 Ofertas simples.

Son las presentadas para uno o varios periodos de programación con expresión de un precio, pudiendo ser cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos para una misma oferta, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tomada en cuenta en la casación.

39.1.2 Ofertas complejas.

Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes.

Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario solo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

39.1.2.1 Condiciones complejas comunes a las ofertas de venta y adquisición.

39.1.2.1.1 Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga.

Los vendedores y compradores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas que los titulares de las unidades de venta o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos periodos de programación consecutivos.

Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada, o de arranque o parada, y su inclusión en el proceso de casación se realizará de acuerdo con lo señalado en Regla de «Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada». Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquel introducido en la oferta de menor número identificativo correspondiente a la unidad.

El resultado de la casación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima y mínima de producción o adquisición de bombeo, o por el total de energía previamente asignada en el programa viable y las sesiones previas del mercado intradiario a dicha unidad de venta o de adquisición, respectivamente. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de venta, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los periodos de programación.

39.1.2.1.2 Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.3 Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

39.1.2.1.4 Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en el horizonte de casación el tramo primero de su oferta durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.5 Condición de energía máxima.

La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta (de compra o venta) para el horizonte de programación determina, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

39.1.2.2 Condiciones complejas de las ofertas de venta.

39.1.2.2.1 Condición de ingresos mínimos.

Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de venta en que más del 50 % de la energía sea ofertada a precio cero.

39.1.2.3 Condiciones complejas de las ofertas de compra.

39.1.2.3.1 Condición de pagos máximos.

Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación, si produce como consecuencia de su aceptación unos pagos menores que el máximo, que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

39.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Las ofertas deberán tener la forma que se establece a continuación, en relación con el contenido de las mismas:

- a) Código de la unidad de venta o de adquisición.
- b) Número de oferta. Número de oferta para la misma unidad de oferta.
- c) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- d) Clase de oferta: compra o venta.
- e) Unidad monetaria: Euro.
- f) Tipo de ajuste según los códigos definidos en el sistema de información del Operador del Mercado.
- g) Condiciones económicas, condición de ingreso mínimo para las ofertas de venta por la unidad de venta o adquisición, o condición de pago máximo para las ofertas de compra por la unidad de venta o adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

– Término fijo (TF) para un mismo horizonte de programación, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.

– Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte de programación, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el término fijo y/o el término variable correspondiente de esta condición.

h) Gradiente de parada, arranque, subida y bajada (MW/minuto, con un máximo de un decimal). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el gradiente correspondiente.

i) Mínimo técnico (MW con un máximo de decimales igual al establecido en la unidad de contratación). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el mínimo técnico.

j) Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta (S/N).

k) Energía máxima admisible por la oferta en MWh con un máximo de un decimal. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

l) Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta (S/N).

m) Número mínimo de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casado en su totalidad. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

Por cada tramo y periodo de programación:

- Fecha que cubre la oferta.
- Hora que cubre la oferta.
- Número de tramo de la oferta.
- Cantidad de energía en MWh con un máximo un decimal.
- Precio ofertado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

39.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

La presentación de ofertas de compra y venta está sometida a las siguientes limitaciones:

La suma de las energías asignadas por unidad de oferta en el programa acumulado hasta ese momento, junto a la ofertada, será validada contra los límites de energías superior e inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo en el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, teniendo en cuenta indisponibilidades, limitaciones y la energía acumulada en el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), las sesiones de subastas previas y rondas de mercado continuo hasta el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, para cada uno de los periodos incluidos en la oferta.

Si la validación de la oferta, teniendo en consideración indisponibilidades y limitaciones, da como resultado unos valores de energía fuera de los límites superior o inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado en alguno de los periodos ofertados, la oferta será rechazada.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado sobre indisponibilidades de unidades de venta, recibidas en el sistema de información del operador del mercado hasta cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión serán tenidas en cuenta durante el proceso de casación.

39.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de este y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente ha confirmado de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador

del mercado considerará que todas las unidades de producción no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión.

39.3.2 Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

La información sobre limitaciones enviada por los operadores del sistema al operador del mercado contendrá siempre, para cada sistema, todas las limitaciones que el operador del sistema correspondiente impone a la posibilidad de ofertar en las sesiones de subastas del mercado intradiario de cualquiera de las unidades de venta o adquisición, en el momento del envío de la información. Existirán dos tipos de limitaciones: limitaciones unitarias a las unidades que involucran cada limitación a una única unidad, y limitaciones zonales que involucran a varias unidades. A efectos de la recepción de ofertas y proceso de casación se tendrá en cuenta exclusivamente la información sobre ambos tipos de limitaciones recibida por unidad de venta o adquisición.

La información sobre limitaciones zonales y unitarias se incorporará al Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, excepto durante las sesiones de subastas del mercado intradiario que no se incorporarán, realizándose la incorporación cuando el Programa Horario Final (PHF) de la sesión sea firme. Sólo se utilizarán las limitaciones a la posibilidad de ofertar que están dentro del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas.

En el caso de la primera sesión de subasta del mercado intradiario, las limitaciones zonales y unitarias podrán incorporarse durante el periodo de recepción de ofertas.

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado limitaciones zonales a un conjunto de unidades de venta o adquisición de su zona para ser consideradas en el proceso de casación. Las limitaciones zonales podrán ser al saldo máximo de venta de la suma de los programas acumulados de las unidades de venta descontando los programas acumulados de las unidades de adquisición, o al saldo mínimo de dichos programas. Las limitaciones zonales podrán ser igualmente al saldo máximo de adquisición de la suma de los programas acumulados de las unidades de adquisición descontando los programas acumulados de las unidades de venta, o al saldo mínimo de dichos programas.

Estas limitaciones zonales serán comunicadas por el operador del sistema correspondiente antes del cierre de la primera sesión de subasta del mercado intradiario, pudiendo ser actualizadas previamente a la apertura de cada una de las sesiones de mercado intradiario de subastas.

En caso de no ser posible el cumplimiento de las limitaciones zonales, el resultado del proceso de casación se aproximará al cumplimiento de dichas limitaciones, cumpliendo el resto de condiciones de ejecución del algoritmo. En caso de existir indisponibilidades de unidades de producción o de una unidad de adquisición de bombeo, dichas unidades estarán exentas del cumplimiento de la limitación por la cantidad de energía indisponible.

39.3.3 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

La información sobre capacidades de importación y exportación enviada por los operadores del sistema, al Sistema de Información del Operador del Mercado, se realizarán a través de éste y contendrá la información sobre capacidad máxima de importación y exportación en frontera, en cada hora, con cada una las interconexiones del sistema eléctrico español que tengan una limitación máxima. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación de las sesiones de mercado intradiario, de 20 minutos previos a la hora de cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado intradiario de subastas.

39.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra y venta serán verificadas por el Operador del Mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

39.4.1 Verificaciones comunes a las ofertas de compra y venta.

39.4.1.1. Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero, si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

39.4.1.2. Verificaciones del agente.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta que el agente:

- Está dado de alta en el sistema del operador del mercado, siendo agente del mercado y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.
- Está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de venta o adquisición para las que no esté habilitado.

39.4.1.3. Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de venta o de adquisición, respectivamente, por la que se presenta dicha oferta, están dados de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y autorizados a ofertar en los periodos de programación para los cuales se presenta la oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que la unidad de venta o de adquisición por la que presenta oferta está habilitada para participar en las sesiones intradiarias y pertenece al agente.

39.4.1.4. Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de compra o venta con la información contenida en el sistema de información del operador del mercado en cuanto a la condición de variación de la capacidad de producción.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que la máxima diferencia entre la producción de energía eléctrica que en la casación del mercado intradiario de subastas puede aceptarse a dicha unidad de venta en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de venta, conforme a los datos registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

39.4.1.5. Verificación de la adecuación de los datos de la oferta con la información de que dispone el operador del mercado enviada por los operadores del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada respeta las limitaciones unitarias correspondientes a la unidad de oferta puestas a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema al inicio de la sesión, de acuerdo a la Regla de «Limitaciones a la posibilidad de ofertar» y las reglas específicas según el tipo de oferta de verificación de energía máxima a ofertar en un periodo de programación. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra y venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

En el proceso de validación de las ofertas, no se tendrán en cuenta las limitaciones zonales asociadas a las unidades.

39.4.1.6. Verificación de la adecuación de la oferta con condición de energía máxima.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta con condición de energía máxima:

- No incorpora la condición de gradiente de carga.
- Es la única oferta presentada para la unidad de venta o adquisición.

39.4.1.7. Verificación de los periodos ofertados.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que los periodos ofertados deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

39.4.2 Verificaciones específicas de las ofertas de venta.

39.4.2.1. Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

- Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
- Los tramos incluidos en las ofertas de venta en cada hora deben tener precios estrictamente crecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.2.2. Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado. La energía máxima a ofertar en un periodo de programación:

Para una oferta de venta de una unidad de venta presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para unidades de venta no supere alguno de los valores siguientes:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
- La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

Para una oferta de venta de unidades de adquisición, presentada a una sesión del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.2.3. Verificación de la adecuación de los datos de la condición de ingresos mínimos para las ofertas de venta.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de venta no incorpora la condición de ingresos mínimos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada a precio cero.

39.4.3 Verificaciones específicas de las ofertas de adquisición.

39.4.3.1. Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

- Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

- Los tramos incluidos en las ofertas de compra en cada hora deben tener precios estrictamente decrecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.3.2. Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

Para una oferta de compra de una unidad de adquisición presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para la primera sesión del mercado intradiario, para unidades de adquisición no supere alguno de los valores siguientes:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
- La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

Para una oferta de compra de unidades de venta, presentada a una sesión de subasta del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.3.3. Verificación de la adecuación de los datos de la condición de pagos máximos para las ofertas de compra.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de compra no incorpora la condición de pagos máximos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada al precio instrumental.

39.4.3.4. Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta de compra, en base al precio simple horario ofertado incluyendo los impuestos y cuotas aplicables.

El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto en el caso de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes

titulares deben disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la oferta de compra de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de la inserción de ofertas. La oferta será aceptada de forma provisional, pero se informará al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo con el balance de garantías excedentarias en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas, en base al precio simple horario ofertado, no incorporándose al proceso de casación si alguno de los agentes no dispone de garantías suficientes.

Por cada oferta de compra incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

39.5 aceptación de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de compra o venta válidas presentadas por cada unidad de venta o adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

39.6 Efectos de la inclusión en la casación de las ofertas.

El agente participante en el mercado intradiario deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas reglas.

Regla 40.^a *Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas.*

40.1 Elementos básicos del procedimiento de casación en el mercado intradiario de subastas.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada comprador y vendedor para cada periodo de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, de realizar ofertas complejas.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las características de las ofertas complejas contempladas en las presentes reglas. A los efectos de estas reglas de funcionamiento del mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada periodo de programación el precio marginal. Dicho precio se corresponde con el punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurren ofertas simples y complejas, de acuerdo con lo que se establece en esta regla. En todo caso, los criterios de asignación de energía eléctrica de venta o de adquisición, y de fijación del precio marginal en los casos de indeterminación, serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

40.2 Procedimiento de casación simple.

El operador del mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los periodos de programación del mismo horizonte de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada periodo de programación entre las ofertas de compra y venta por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

a) Determinación de la curva de oferta de venta agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio ascendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de venta de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

b) Determinación de la curva de adquisición agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio descendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de compra de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

c) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta de compra y de venta agregadas y obtención para cada periodo de programación del precio marginal, correspondiente al punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

d) Asignación a cada vendedor, por cada oferta de venta de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica objeto de la oferta, siempre que el precio de dicha oferta de venta sea inferior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.

e) Asignación a cada comprador, por cada oferta de adquisición de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica a adquirir durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta de compra sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.

f) Al ser las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar, dentro de alguno o algunos periodos de programación de un mismo horizonte de programación, una indeterminación en el reparto de la energía eléctrica, que pueda corresponder a determinadas ofertas de compra o venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:

– En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía que figuren en las ofertas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

– En el caso de exceso de oferta de compra, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía incorporadas en aquellas ofertas de compra de los compradores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de energía en caso de exceso de oferta o demanda a precio marginal, se aplicará el siguiente procedimiento:

1. Inicialmente, la energía total asignada tras el reparto que no corresponda con un valor entero del primer decimal se truncará al valor entero inferior de dicho decimal.

2. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de la demanda aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total

de la oferta asignada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). El valor del descuadre indica el número de ofertas que deben incrementar su asignación en 0,1 MWh durante el periodo de programación para corregir el descuadre.

3. Finalmente se incrementa en 0,1 MWh la energía aceptada a un número D de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior del primer decimal. Ante igualdad de este valor se elegirán las ofertas con mayor energía asignada. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido presentadas con anterioridad.

g) Si en el punto de intersección de las curvas agregadas de adquisición y venta, no coincidiesen los precios de la última unidad de energía aceptada de venta y adquisición, (lo que es equivalente a que las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de venta), el operador del mercado aplicará el mismo criterio que se utiliza en el mercado diario, pudiendo adoptarse un criterio diferente para el mercado intradiario si la experiencia así lo aconseja.

40.3 Procedimiento de casación cuando concurren ofertas de compra y venta y complejas.

Si concurren ofertas simples y complejas de compra y venta de energía eléctrica en un mismo horizonte de programación, el operador del mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas como se indica en los apartados siguientes.

40.3.1 Búsqueda de una primera solución válida.

Esta búsqueda tiene por objeto encontrar una solución que determine los precios marginales correspondientes a los periodos de programación del horizonte de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de venta y adquisición que hayan presentado ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el periodo de programación de que se trate, y que cumpla las condiciones derivadas de las ofertas complejas para el mercado intradiario de subastas.

Para ello el operador del mercado aplicará el método de casación simple descrito en la cláusula anterior, al que se le incorporará como condición la obtención de una solución que cumpla con la condición de gradiente de carga. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Para incorporar el tratamiento de las condiciones derivadas de las ofertas complejas en la búsqueda de la primera solución válida, el proceso comprenderá los siguientes pasos:

1. Se seleccionan todas las ofertas que se han presentado en la sesión del mercado intradiario.
2. Se realiza una casación simple con todas las ofertas seleccionadas, incorporando la restricción de gradiente de carga y la condición de aceptación completa en cada hora del primer tramo.
3. Se comprueba si todas las ofertas asignadas en la casación simple cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo.
4. Se seleccionan todas las ofertas que no cumplen dicha condición y se ordenan según se establece en la Regla de «Condición de aceptación completa del primer tramo», retirándose de la casación la última oferta. Con el conjunto de ofertas restante se repite el paso 2.
5. Cuando se ha comprobado que todas las ofertas aceptadas cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo, se repiten los pasos 2 a 4 del proceso con las condiciones de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero energía máxima e ingresos mínimos/pagos máximos, sucesivamente.

40.3.1.1 Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada.

40.3.1.1.1 Criterios generales.

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de carga correspondiente a una oferta de compra o venta de una unidad de venta o adquisición cuando la variación de energía entre dos periodos de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

A los efectos de esta regla se denomina energía agregada de una unidad de venta o adquisición a la suma de las energías asignadas en virtud del programa diario viable y mercados intradiarios previos a la sesión actual de dicho mercado más la energía asignada en el proceso de casación de la citada sesión actual del mercado intradiario.

También a los efectos de esta regla, se denomina:

– Potencia máxima: la menor entre la potencia máxima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, la potencia máxima disponible y la potencia máxima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

– Potencia mínima: la mayor entre la potencia mínima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, y la potencia mínima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

Los criterios fundamentales que se aplican en la comprobación de la condición de gradiente son los siguientes:

– La declaración de gradiente es opcional. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

– Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de venta, de arranque/subida y de parada/bajada cuando la unidad incremente/reduzca su programa en dos periodos consecutivos.

– El incremento o reducción de la potencia durante cada hora se considerará siempre lineal.

– La comprobación de la condición se realizará analizando en primer lugar cada uno de los periodos de programación en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación anterior) y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación posterior).

– Durante la comprobación de la condición de gradiente no se modifica ninguna asignación de energía realizada previamente en el mercado diario, sino solamente las ofertas que se presenten en la sesión del mercado intradiario.

– En todo caso el operador del mercado asignará al titular de una unidad de venta que incorpore a las ofertas de venta o compra la condición de gradiente, una cantidad de energía inferior a la expresada en una oferta de compra o de venta, que la que le hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

40.3.1.1.2. Procedimiento.

Siguiendo los criterios expuestos en los párrafos anteriores, para comprobar la condición de gradiente, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

a) Comprobación de la condición de gradiente en sentido horario. (Directo).

– En primer lugar, se realiza la casación para la primera hora del horizonte utilizando todas las ofertas presentadas por cada unidad, de la cual se obtienen los valores horarios totales de energía para cada unidad en la hora 1 (E_1). En estos valores ya se ha contabilizado la energía asignada en el despacho anterior.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_1) y mínima (EN_1) admisibles para cada unidad en la hora 1. Para esta primera hora, EM_1 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 1, y EN_1 toma el valor de la potencia mínima.

– Se comprueba para cada unidad si E_1 está entre los valores obtenidos para EM_1 y EN_1 . En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad. Esto es:

* Si E_1 es mayor que EM_1 , se comprueba si se han aceptado ofertas «a subir» (de adquisición o de venta) a la unidad. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas «a bajar» (recompra o reventa) en esa hora, el nuevo valor de E_1 no pueda superar EM_1 .

* Si E_1 es menor que EN_1 , se comprueba si se han aceptado por el algoritmo ofertas de venta o compra, para unidades de adquisición o venta respectivamente. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas de venta o compra para unidades de venta o adquisición respectivamente, en esa hora, el nuevo valor de E_1 no pueda ser inferior a EN_1 .

La forma de realizar dichas limitaciones a las ofertas de una unidad será empezando por las más caras, en los casos de venta, y empezando por las más baratas, en los casos de adquisición.

Si se han realizado limitaciones a alguna unidad, se repite la casación en esa hora y se vuelven a comprobar las restricciones anteriores. Si es necesario realizar nuevas limitaciones, éstas se añaden a las que ya se hubieran impuesto en casaciones anteriores de la misma hora.

Si no se han realizado limitaciones (bien por cumplimiento de restricciones de gradiente por todas las unidades, o bien por imposibilidad de solucionar el incumplimiento), se continúa con el análisis de las limitaciones zonales existentes.

Para ello, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales.

La forma de imponer dichas limitaciones a las ofertas de las unidades involucradas será empezando por los bloques de oferta más caros, en los casos de venta, y empezando por los más baratos, en los casos de adquisición.

Entre ofertas de venta y compra que afecten a una limitación zonal se retirará en primer lugar aquel bloque que esté más cerca del cruce de las curvas agregadas de adquisición y venta.

Una vez detectado un bloque de una oferta que provoque un incumplimiento de una restricción zonal, se limitará su energía en la cuantía necesaria para hacer cumplir la limitación o limitaciones zonales en las que la unidad estaba involucrada. No se limitará la energía en aquellos bloques de ofertas de compra que ayuden al cumplimiento de una indisponibilidad. El proceso continuará analizando ambas curvas hasta que no existan limitaciones zonales que no se cumplan o hasta que no existan más bloques de unidades involucradas que examinar.

A continuación, se volverán a comprobar las limitaciones individuales, repitiéndose el proceso descrito hasta que o bien se hayan resuelto todas las limitaciones individuales y zonales o hasta que no existan más bloques de unidades involucradas en las limitaciones que no se cumplen.

Una vez llegue a este punto se da la casación de la hora por válida temporalmente.

– Una vez en esta situación, y para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al final de la hora 1, de la siguiente forma:

* Si la energía asignada en la hora 1 (E_1) es inferior al mínimo técnico, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige como gradiente ascendente (g_a) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (g_d) el de parada. En otro caso, se elige como g_a el gradiente de subida y como g_d el de bajada.

* Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora 1 (PM_0 y PN_0) y al final de la hora 1 (PM_1 y PN_1) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía E_1 obtenido, esto es:

$$PN_0 = E_1 - g_a * 30$$

$$PM_1 = E_1 + g_a * 30$$

$$PM_0 = E_1 + g_d * 30$$

$$PN_1 = E_1 - g_d * 30$$

* Si PN_0 resulta inferior al mínimo o PM_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora 1, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de PM_0 y PN_1 . Los valores máximo y mínimo al final de la hora 1 (PM_1 y PN_1) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la hora 2, obteniéndose para cada unidad un valor E_2 de energía final asignada en la hora 2.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_2) y mínima (EN_2) admisibles para cada unidad en la hora 2, de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_2 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 2, y EN_2 toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_2) y mínima (PN_2) al final de la hora 2, de la siguiente forma:

• Para calcular PM_2 , se selecciona el valor de gradiente ascendente (g_a) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora 1 (PM_1) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado (g_a) se calcula $PM_2 = PM_1 + g_a * 60$. Si PM_2 supera a la potencia máxima para la unidad en la hora 2, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_2 .

• Análogamente, para calcular PN_2 , se selecciona un valor de gradiente descendente (g_d). Si a partir del valor de PN_1 se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora 2 con el gradiente de bajada (es decir, si $PN_1 - g_d * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_2 = PN_1 - g_d * 60$. Si PN_2 es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora 2, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_2 .

Una vez obtenidos PM_2 y PN_2 , se calcula EM_2 como el valor medio de PM_1 y PM_2 , y EN_2 como el valor medio de PN_1 y PN_2 .

– Se comprueba para cada unidad si E_2 está entre los valores obtenidos para EM_2 y EN_2 . En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora 2 hasta que no sea necesario o posible introducir más limitaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Con los valores E_1 y E_2 obtenidos para cada unidad que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al final de la hora 2 (P_2).

• En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, E_2 se encuentra entre EM_2 y EN_2), se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para P_2 será:

$$P_2 = E_1 + (E_2 - E_1) * 3/2$$

Si el valor de P_2 obtenido supera el máximo de la unidad para la hora 2, P_2 toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_2 es inferior al mínimo de la unidad en la hora 2, se da a P_2 el valor de dicho mínimo.

- En otro caso, si E_2 es mayor que EM_2 , se tomará como P_2 el valor máximo entre E_2 y PM_2 , y si E_2 es menor que EN_2 , P_2 tomará el mínimo entre E_2 y PN_2 .

– A continuación se realiza la casación para la hora siguiente (h) de la misma forma, sin tener en cuenta de momento restricciones de gradiente. Con los valores de energía obtenidos (E_h), se pasa a verificar si cada unidad cumple las restricciones de gradiente desde la hora anterior. Para ello, se evalúan los límites superior (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

- * Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h , y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

- * Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_h) y mínima (PN_h) al final de la hora h , de la siguiente forma:

- Para calcular PM_h , se selecciona el valor de gradiente ascendente (g) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora anterior (P_{h-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

- Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_h = P_{h-1} + g * 60$. Si PM_h supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h , se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_h .

- Análogamente, para calcular PN_h , se selecciona un valor de gradiente descendente (g). Si a partir del valor de P_{h-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora h con el gradiente de bajada (es decir, si $P_{h-1} - g_b * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

- Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_h = P_{h-1} - g * 60$. Si PN_h es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h , se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h .

Una vez obtenidos PM_h y PN_h , se calcula EM_h como el valor medio de P_{h-1} y PM_h , y EN_h como el valor medio de P_{h-1} y PN_h .

– Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para la primera hora. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Una vez obtenida una casación para la hora h , que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al final de la hora h (P_h) se obtiene de la siguiente forma:

- * Si P_{h-1} es superior o igual a E_{h-1} y E_h es superior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} + 2 * (E_h - P_{h-1})$.

- * Si P_{h-1} es inferior o igual a E_{h-1} y E_h es inferior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia descendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} - 2 * (P_{h-1} - E_h)$.

- * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_h con el valor de E_h .

- * En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía E_h desde P_{h-1} , si E_h es mayor que EM_h , se

tomará como P_h el valor máximo entre E_h y PM_h , y si E_h es menor que EN_h , P_h tomará el mínimo entre E_h y PN_h .

– Este proceso continúa hasta la última hora del horizonte de la sesión.

b) Comprobación de las condiciones de gradiente en sentido contrario al horario. (Inverso).

A continuación, se realiza la comprobación de gradientes de hora en hora, a partir de la última hora del horizonte hasta la primera, de forma análoga:

– Los valores de energía (E_n) obtenidos para la última hora del horizonte (n) se dan definitivamente por válidos.

– Para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora n, de la siguiente forma:

* Si E_n es inferior al mínimo técnico, se elige como gradiente ascendente (g_a) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (g_d) el de parada. En otro caso, se elige como g_a el gradiente de subida y como g_d el de bajada.

* Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora n (PM_{n-1} y PN_{n-1}) y al final de la hora n (PM_n y PN_n) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía E_n obtenido, esto es:

$$\begin{aligned} PN_{n-1} &= E_n - g_a * 30 & PM_n &= E_n + g_a * 30 \\ PM_{n-1} &= E_n + g_d * 30 & PN_n &= E_n - g_d * 30 \end{aligned}$$

* Si PN_{n-1} resulta inferior al mínimo o PM_n supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora n, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de PM_{n-1} y PN_n . Los valores máximo y mínimo al inicio de la hora n (PM_{n-1} y PN_{n-1}) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la penúltima hora (n-1), obteniéndose para cada unidad un valor E_{n-1} de energía final asignada en esa hora.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_{n-1}) y mínima (EN_{n-1}) admisibles para cada unidad en la hora n-1, de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_{n-1} toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora n-1, y EN_{n-1} toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{n-2}) y mínima (PN_{n-2}) al inicio de la hora n-1, de la siguiente forma:

• Para calcular PM_{n-2} , se selecciona el valor de gradiente descendente (g_d) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora n-1 (PM_{n-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado (g_d) se calcula $PM_{n-2} = PM_{n-1} + g_d * 60$. Si PM_{n-2} supera a la potencia máxima para la unidad en la hora n-1, se toma dicho máximo con nuevo valor de PM_{n-2} .

• Análogamente, para calcular PN_{n-2} , se selecciona un valor de gradiente ascendente (g_a). Si a partir del valor de PN_{n-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al inicio de la hora n-1 con el gradiente de arranque (es decir, si $PN_{n-2} - g_a * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_{n-2} = PN_{n-1} - g_a * 60$. Si PN_{n-2} es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora n-1, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_{n-2} .

Una vez obtenidos PM_{n-2} y PN_{n-2} , se calcula EM_{n-1} como el valor medio de PM_{n-1} y PM_{n-2} , y EN_{n-1} como el valor medio de PN_{n-1} y PN_{n-2} . Si EM_{n-1} supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EM_{n-1} , y si EN_{n-1} es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EN_{n-1} .

– Se comprueba para cada unidad si E_{n-1} está entre los valores obtenidos para EM_{n-1} y EN_{n-1} . En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema en base a limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora $n-1$ hasta que no sea necesario o posible hacer más limitaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Con los valores E_n y E_{n-1} obtenidos para cada unidad de venta que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al inicio de la hora $n-1$ (P_{n-2}).

* En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, E_{n-1} se encuentra entre EM_{n-1} y EN_{n-1}) se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para P_{n-2} será:

$$P_{n-2} = E_n + (E_{n-1} - E_n) * 3/2$$

Si el valor de P_{n-2} obtenido supera el máximo de la unidad para la hora $n-1$, P_{n-2} toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_{n-2} es inferior al mínimo de la unidad en la hora $n-1$, se da a P_{n-2} el valor de dicho mínimo.

* En otro caso, si E_{n-1} es mayor que EM_{n-1} , se tomará como P_{n-2} el valor máximo entre E_{n-1} y P_{Mn-1} , y si E_{n-1} es menor que EN_{n-1} , P_{n-2} tomará el mínimo entre E_{n-1} y PN_{n-1} .

– A continuación se realiza la comprobación y, en caso necesario, nueva casación de las horas anteriores. Para cada una de ellas (h), se evalúan los límites superiores (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites en la hora h a partir del valor asignado en la hora $h+1$. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h , y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{h-1}) y mínima (PN_{h-1}) al inicio de la hora h , de la siguiente forma:

• Para calcular PM_{h-1} , se selecciona el valor de gradiente descendente (g) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora h (P_h) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado por la unidad, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_{h-1} = P_h + g * 60$. Si P_{Mh-1} supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h , se toma dicho máximo con nuevo valor de PM_{h-1} .

• Análogamente, para calcular PN_{h-1} , se selecciona un valor de gradiente ascendente (g). Si a partir del valor de P_h se puede obtener un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora $h-1$ con el gradiente de arranque (es decir, si $P_h - g_a * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_{h-1} = P_h - g * 60$. Si PN_{h-1} es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h , se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h .

Una vez obtenidos PM_{h-1} y PN_{h-1} , se calcula EM_h como el valor medio de P_h y PM_{h-1} , y EN_h como el valor medio de P_h y PN_{h-1} . Si EM_h supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EM_h , y si EN_h es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EN_h .

– Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para en el proceso de ida. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Una vez obtenida una casación para la hora h , que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al inicio de la hora h (P_{h-1}) se obtiene de la siguiente forma:

* Si P_h es superior o igual a E_{h+1} y E_h es superior a P_h (esto es, se sigue una tendencia descendente hacia la hora siguiente), se obtiene $P_{h-1} = P_h + 2 * (E_h - P_h)$.

* Si P_h es inferior o igual a E_{h+1} y E_h es inferior a P_h (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_{h-1} = P_{h-2} * (P_h - E_h)$.

* En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h-1} con el valor de E_h .

* En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía E_h desde P_h , si E_h es mayor que EM_h , se tomará como P_{h-1} el valor máximo entre E_h y PM_h , y si E_h es menor que EN_h , P_{h-1} tomará el mínimo entre E_h y P_{Nh} .

– Este proceso continúa hasta la primera hora del horizonte de la sesión.

40.3.1.2. Condición de aceptación completa del primer tramo.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación, incluye la asignación de toda la energía del primer tramo de oferta.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de mayor a menor según el porcentaje de energía total aceptada para todo el horizonte de programación sobre la energía total correspondiente al primer tramo de la oferta creciente. En caso de igualdad de dicho porcentaje, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este último valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de menor porcentaje, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.3. Condición de mínimo número de horas consecutivas con toda la energía del primer tramo casada.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación en el momento de realizar la comprobación, incluye series consecutivas de horas con toda la energía aceptada al primer tramo de esa oferta, con longitud mayor o igual al valor mínimo de horas consecutivas especificado.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de menor a mayor según el número de horas consecutivas especificadas en la oferta. En caso de igualdad del número de horas, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de

igualdad de este valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de mayor número de horas, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.4. Condición de energía máxima admisible por oferta.

40.3.1.4.1. Criterios generales.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, el algoritmo se asegurará que la energía total asignada a la unidad de venta o adquisición en la oferta en cuestión no excede en ningún caso el límite de energía máxima introducido por el agente.

El algoritmo irá asignando energía a la unidad de venta o adquisición conforme a su oferta, periodo a periodo, empezando por el primero del horizonte de casación. En el momento en que la energía asignada en cualquier periodo, sumada a la de los anteriores, exceda de la cantidad máxima indicada, la energía asignada en el periodo en cuestión quedará limitada a la cantidad que cumpla que el valor total de energía asignada a la oferta en los periodos analizados hasta el momento, sea igual a la máxima admisible.

40.3.1.4.2. Procedimiento.

Al comienzo del método de casación, a cada oferta se le dará un valor nulo de energía total asignada ($E_{tot} = 0$).

Durante el proceso de casación de horas en sentido directo, antes de realizar la casación de la hora h , se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado a E_{tot} supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM - E_{tot}$. A continuación, se realiza la casación en la hora h , obteniéndose un valor E_h de energía aceptada a la unidad en dicha hora. Se actualiza el valor de E_{tot} sumándole el nuevo valor E_h .

Durante el proceso de casación de horas en sentido inverso, antes de realizar la casación de la hora h , se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado al total asignado en el resto de horas ($E_{tot} - E_h$) supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h - E_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM - E_{tot} + E_h$. A continuación, se realiza la casación en la hora h , obteniéndose un nuevo valor E_h de energía aceptada a la unidad en dicha hora. Se actualiza el valor de E_{tot} restándole el valor E_h anterior y sumándole el nuevo valor E_h .

40.3.1.5. Tratamiento conjunto de las condiciones de ingresos mínimos y pagos máximos.

Para cada oferta se comprobará que el resultado de la casación, en el momento de realizar la comprobación de las condiciones de ingresos mínimos o pagos máximos no incluye ofertas de venta que incumplan la condición de ingresos mínimos u ofertas de compra que incumplan la condición de pagos máximos.

Se considera que una oferta de venta no cumple su condición de ingresos mínimos, si el valor de la expresión $TFI + TVI * E_{tot}$, que representa los ingresos mínimos solicitados por la oferta, (donde TFI y TVI son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de ingresos mínimos y E_{tot} es la suma de las energías aceptadas a la oferta de venta a lo largo del horizonte de programación) supera a la suma de términos $E_h * Ph$ para todas las horas del horizonte de programación (siendo E_h la energía aceptada a la unidad para la hora h , y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los ingresos obtenidos por la venta de energía asignada a lo largo del citado horizonte de programación.

Se considera que una oferta de compra no cumple su condición de pagos máximos, si el valor de la expresión $TFP + TVP * E_{tot}$ que representa los pagos máximos solicitados por la oferta, (donde TFP y TVP son, respectivamente, los términos fijos y variables de su

condición de pagos máximos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta a lo largo del horizonte de programación) es menor que la suma de términos $E_h * P_h$ para todas las horas del horizonte de programación (siendo E_h la energía aceptada a la unidad para la hora h , y P_h el precio marginal a esa hora) que representa los pagos que debe realizar por la adquisición de energía asignada a lo largo del horizonte de programación.

Las ofertas de venta que no cumplen la condición de ingresos mínimos se retirarán de aquellas incluidas en la solución.

Las ofertas de compra que no cumplen la condición de pagos máximos, retirarán de aquellas incluidas en la solución.

40.3.1.6. Condición de aceptación completa en cada hora del tramo primero.

Antes de comenzar el tratamiento de la condición de tramo primero completo por hora, el sistema dispone de una solución en la que pueden existir tramos de oferta aceptados parcialmente, ya sea por reglas de reparto, por limitación por gradiente, o por energía máxima.

El procedimiento de comprobación de la condición de tramo primero completo por hora consistirá en verificar si existe alguna oferta aceptada parcialmente, que esté marcada como tramo primero y en la que se haya especificado la comprobación de dicha condición.

En caso de que exista algún tramo de oferta en estas condiciones, el algoritmo procederá a anular dichos tramos y a repetir todos los pasos de casación simple, reparto, verificación de gradientes y energía máxima.

El proceso continuará hasta que no exista ningún tramo primero de oferta parcialmente aceptado, cuya oferta global haya especificado la condición de aceptación del tramo primero completo por hora.

40.3.2 Mejora sucesiva de la primera solución válida.

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la solución final, definiéndose como tal, aquella para la cual todas las ofertas incluidas en la casación cumplen sus condiciones complejas a los precios resultantes de la casación y no existe ninguna oferta, entre las excluidas de la casación, que cumpla sus condiciones complejas con los citados precios. Este proceso se denomina «expansión».

Dicho proceso de búsqueda, tiene como objetivo que la suma de los márgenes de las ofertas de compra y venta que no han sido aceptadas y para las que dicho margen sea positivo, sea mínima o nula de acuerdo con la formulación que se desarrolla más adelante. El margen de una oferta de venta es la diferencia entre los ingresos que obtendría correspondientes al precio marginal y los ingresos declarados/pedidos en su oferta, ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de ingresos mínimos) o por la condición de ingresos mínimos (en el caso contrario). El margen de una oferta de compra es la diferencia entre la máxima cantidad a satisfacer declarada en su oferta, - ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de pagos máximos) o por la condición de pagos máximos (en caso contrario), - y los pagos correspondientes al precio marginal.

$$M(\text{of}) = \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T [E(\text{of}, t, h) * PM(h)] - IMIN(\text{of})$$

para ofertas de venta y

$$M(\text{of}) = PMAX(\text{of}) - \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T [E(\text{of}, t, h) * PM(h)]$$

para ofertas de compra, donde:

E (of,t,h): Energía del tramo t de la oferta of que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación PM (h).

IMIN (of): Una de dos alternativas:

– Ingreso mínimo solicitado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de ingresos mínimos.

– Ingreso que habría recibido la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

PMAX(of): Pago máximo declarado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de pagos máximos.

– Pago que habría realizado la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

M (of): Margen de la oferta.

Para todas las ofertas cuyo margen de ingreso M(of) sea positivo se calculará la variable TMI:

$$TMI = \sum_{of=1}^U M(of)$$

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas y ésta resulte válida, comprobará si el TMI de dicha combinación es inferior, superior o igual al TMI que existe para la mejor combinación de ofertas de venta de energía eléctrica conocida.

* Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas como probada y válida.

* Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas como la mejor identificada hasta ese momento.

* Si el TMI es igual, el operador del mercado elegirá la combinación que tenga un menor precio medio ponderado de la energía. Si la igualdad persiste se elegirá la combinación que aporte un margen medio más elevado a las unidades de venta.

El proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000), que el operador del mercado archivará en sus sistemas informáticos.

En caso de no encontrarse en el proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga un valor de TM inferior. En este último supuesto el operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

40.4 Proceso de casación cuando se exceda la capacidad neta de referencia de intercambio en las interconexiones internacionales.

Una vez obtenida la solución final provisional, sin la consideración de las capacidades máximas en las interconexiones internacionales comunicadas por los operadores del sistema antes del cierre de recepción de ofertas del mercado intradiario, se procederá a calcular la solución final provisional con interconexiones.

El procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas está basado en el mecanismo existente de separación de mercados (market splitting) entre las energías ofertadas en Portugal y España. En este sentido, el proceso se constituye en dos fases, siendo la segunda de aplicación exclusivamente en el caso de que se produzca congestión en la interconexión hispano-portuguesa (situación en que se genera la separación de mercados propiamente dicha).

Fase 1: Se casa toda la energía ofertada en el mercado intradiario de subastas como si no hubiera limitación en la interconexión hispano-portuguesa (mercado único). Todos los bloques de energías se introducen en las mismas curvas de venta y adquisición, obteniéndose un precio único para todas las energías casadas.

Fase 2: En el caso de que en alguna hora se produzca una congestión en la interconexión hispano-portuguesa, en dicha hora el mercado se divide en dos zonas (separación de mercados), casándose la energía ofertada por las unidades localizadas en España, Francia, Andorra y Marruecos y la energía ofertada por las unidades localizadas en Portugal en la zona portuguesa, teniendo ambas zonas en cuenta la energía que fluye de una zona a la otra a través de la interconexión.

Las reglas siguientes describen el proceso completo de casación simple y compleja para ambas fases, la fase 1 en única zona, y la fase 2, en ambas zonas, en caso de que dicha fase 2 se produzca.

En todas las referencias al precio realizadas en dichas reglas debe entenderse que se refieren al precio único del mercado en caso de la fase 1 (no hay congestión en la interconexión y, por tanto, no se produce la separación de mercados), y al precio correspondiente a la zona en la que se localiza la unidad, Portugal o España, en el caso de la fase 2 (se ha producido la condición de separación de los mercados).

40.4.1 Supuesto de aplicación.

El operador del mercado llevará a cabo el cálculo de la solución final, que considerará provisional, cuando concurren las siguientes condiciones:

– Que el saldo de energía resultante de las ofertas incluidas en la solución final provisional y la comprometida en procesos previos, supere para alguna de las interconexiones internacionales, en alguno de los periodos de programación, la capacidad máxima o de referencia establecida por los operadores del sistema en alguno de los sentidos.

40.4.2 Predeterminación de los datos a considerar.

1. El operador del mercado obtendrá una solución en el proceso de casación, denominada primera solución final provisional, considerando una capacidad de intercambio ilimitada en las interconexiones.

2. Si en el horizonte de programación se dan las condiciones establecidas en la regla anterior de «Supuesto de aplicación», el operador del mercado calculará para cada una de las interconexiones internacionales y periodo de programación, el saldo de las energías de las ofertas de compra y venta incluidas en la solución final provisional incrementadas en las pérdidas que correspondan, con la consideración de los acuerdos de reciprocidad comunicados al operador del mercado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

3. El operador del mercado calculará la capacidad máxima a ocupar por el saldo determinado en el apartado anterior, en todas las interconexiones internacionales, y en todos los periodos de programación. Este máximo será igual a la capacidad máxima publicada por los operadores del sistema, considerando los programas comprometidos en procesos previos que afecten a la interconexión internacional. En caso de que dicho saldo tuviese un valor negativo, se le asignará un valor nulo.

En el caso de la interconexión con el sistema eléctrico francés, solamente se considerará firme el programa del PHF previo, o del PDVD para la primera sesión del mercado intradiario, a efectos del cómputo del saldo en la interconexión, de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

40.4.3 Procedimiento de determinación de la solución final.

El operador del mercado realizará el cálculo de una nueva solución final provisional con interconexiones.

En el caso de ser el saldo de flujo de la energía casada en el mercado en la primera solución final provisional, superior al saldo máximo asignado en el proceso descrito en la regla anterior, para alguna de las interconexiones con Francia, Andorra o Marruecos, en alguno de los sentidos de flujo y periodo de programación, se continuará el proceso de casación retirando energías de las ofertas presentadas en la interconexión en el sentido de flujo en el que existe exceso, para el periodo de programación correspondiente, hasta obtener un resultado de la casación en el que no se superen los valores máximos de saldo de energía asignados al conjunto de ofertas de mercado o hayan sido retiradas del proceso de casación todas las ofertas de energía presentadas en el sentido de exceso del flujo. Para ello se procederá de la forma siguiente:

1. Las energías de ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, serán aceptadas en el proceso de casación del mercado intradiario de ofertas, siempre que su precio de oferta sea inferior, ó superior, respectivamente, al precio marginal resultante del mercado intradiario, y ello, con independencia del resto de ofertas al mercado que se pretendan realizar a través de la misma interconexión y sentido de flujo, estando sujeta su programación únicamente a la existencia de capacidad suficiente para su realización individual.

2. Se retirarán del proceso de casación las energías ofertadas de los tramos correspondientes al periodo de programación, en las interconexiones y sentido de flujo en las que existe exceso de flujo, que no hayan sido casadas en la primera solución final provisional, excepto las correspondientes a las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad que seguirán siendo consideradas en el proceso de casación. Las energías retiradas no serán consideradas en las siguientes iteraciones del proceso de casación realizadas para obtener una solución que cumpla con las condiciones de las ofertas y con los intercambios máximos de saldo energía de las ofertas de mercado.

Para la retirada de ofertas de energía se seleccionará en primer lugar el precio de la oferta de compra casada de menor precio, para cada periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, y se seleccionará el precio de la oferta de venta de mayor precio, para cada periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, sin considerar en ambos casos las ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad. Se calculará para cada periodo de programación la energía casada de ofertas de compra a precio inferior al precio de adquisición seleccionado (C) y la energía casada de ofertas de venta a precio superior al precio de venta seleccionado (V). Se comenzará por adquisiciones o ventas según sea menor el valor de la energía calculada, C o V, en cada periodo de programación. En caso de igualdad en el valor de dicha energía, C y V, se comenzará por las adquisiciones.

El valor de energía a retirar para cada interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, será el menor entre el exceso en la interconexión y sentido, y el valor de las energías casadas al mismo precio en la interconexión seleccionada y sentido en el que existe exceso, exceptuadas las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

– En el caso de estar involucradas varias ofertas al mismo precio y distinta interconexión serán retiradas simultáneamente todas las ofertas casadas al mismo precio

independientemente de la interconexión internacional con Francia, Andorra o Marruecos, a la que correspondan.

– En caso de ser la energía correspondiente a las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, estas quedarán exentas de la retirada del proceso de casación.

– En caso de estar involucradas dos o más ofertas de la misma interconexión de las que se pueda retirar energía al mismo precio y ser el valor de energía de ofertas a retirar inferior a la suma de las energías casadas de dichas ofertas, se realizará un prorrateo proporcional a la energía casada a ese precio de cada una de ellas.

– Para las ofertas de compra para el cálculo del valor de la energía a retirar de las ofertas del mercado se considerará el coeficiente de pérdidas correspondiente.

Las energías de ofertas retiradas no participarán en las iteraciones posteriores del algoritmo realizadas para obtener una solución que cumpla con los saldos máximos en todas las interconexiones internacionales.

3. Una vez retiradas las ofertas de energía a un mismo precio de cada interconexión y sentido en el que existe exceso de flujo, se realizará de nuevo el proceso de casación comprobándose de nuevo el flujo máximo en cada una de las interconexiones y periodos de programación, en ambos sentidos de flujo, repitiéndose el proceso descrito.

En ningún caso podrán ser retiradas energías comprometidas en mercados o procesos previos a la realización del proceso de casación del mercado intradiario de subastas.

4. En el caso de existir exceso en el saldo de las energías casadas en el mercado en alguno de los periodos de programación e interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, respecto al máximo calculado, y no existir ninguna oferta de energía en el sentido del exceso en la interconexión y periodo de programación en el que existe exceso excepto la de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, se procederá a retirar energía de las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad si estos son del mismo sentido de flujo, periodo de programación e interconexión, en el que existe exceso, hasta el valor necesario para que no exista exceso, con el límite de la energía ofertada en la sesión del mercado intradiario.

Como resultado del proceso de casación, considerando la existencia de las condiciones complejas de las ofertas, puede producirse de forma excepcional la circunstancia de que resulte capacidad libre o exista energía ofertada por las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad no casada, siendo el precio resultado de la casación superior o inferior al precio ofertado en dichos contratos, según sean las unidades con asignación de derechos de capacidad de importación o exportación.

40.4.4 Procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa.

Para el caso de la interconexión hispano-portuguesa, dentro del mecanismo de separación de mercados del mercado intradiario, en caso de que alguna hora se produzca una congestión en la interconexión, se procederá de la siguiente manera:

Se repetirá el proceso de casación para la zona de oferta española conforme a la Regla de «Procedimiento de determinación de la solución final» con la consideración de la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico portugués, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas excepto las correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio instrumental. La oferta adicional será de adquisición a precio instrumental de compra en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de venta a precio instrumental de venta en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas a precio instrumental.

Se repetirá el proceso de casación para la zona portuguesa conforme a la Regla «Procedimiento de casación del Mercado Intradiario de subastas» con la consideración de

la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico español, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio instrumental. La oferta adicional será de venta a precio instrumental de venta en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de compra a precio instrumental de compra en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas a precio instrumental.

Regla 41.^a *Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

41.1 Cálculo del programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas.

Una vez establecidas las ofertas que entran en el proceso de casación enviadas por los agentes conforme a las reglas del mercado, el operador del mercado realizará el proceso de casación obteniendo el programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas (PIBCI).

41.2 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas casadas, casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

- En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, éstos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
- En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, éstas se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.
- En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 42.^a *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas.

– El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.

– Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado intradiario, el conjunto de ofertas válidas de venta y adquisición presentadas a cada una de las sesiones del mercado intradiario.

Información del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.

- Precios resultado de la casación.

Se generarán como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario de subastas y serán públicos, y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado, siendo publicado después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

- Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas, inmediatamente después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación, con la confidencialidad correspondiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el programa incremental provisional resultado de la casación, asignando previamente a una unidad de oferta genérica, los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de adquisición, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema, el resultado de la casación.

- Programa Intradiario Base de Casación Acumulado (PIBCA).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas inmediatamente después de su generación.

- El orden de precedencia económica.

Se generará como resultado del proceso de casación y para cada periodo de programación del horizonte de programación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

- Curvas agregadas de oferta y demanda.

Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos.

Regla 43.^a *Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas.*

Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Imposibilidad de realizar el proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida.

En caso de no ser posible la ejecución del proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida, se tomará la primera solución válida como resultado del proceso de casación.

b) Fuerza mayor.

b.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas. A partir de ese momento y hasta la convocatoria de la siguiente sesión del mercado intradiario de subasta, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes, en la medida de lo posible, la negociación en el mercado intradiario continuo.

b.2 Si una vez abierta la sesión del mercado intradiario se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la sesión, sin perjuicio a la negociación del mercado intradiario continuo, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

c) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas.

Cuando no exista la posibilidad de encontrar una solución, como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas, el operador del mercado procederá a finalizar la sesión sin asignar ninguna cantidad de energía a ninguna de las ofertas de venta o adquisición presentadas.

43.1 Indisponibilidad del programa diario viable.

Si los operadores del sistema no hubiesen publicado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en hora y sin perjuicio de lo descrito en la Regla «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios», el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión del mercado intradiario, modificar el horizonte de programación de la sesión, realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor.

Regla 44.^a *Liquidación de las subastas del mercado intradiario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en las subastas de mercado intradiario y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición y unidad de venta.

44.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación de las subastas de mercado intradiario.

Los vendedores que operen en las subastas de mercado intradiario percibirán por cada unidad de venta o adquisición, y para cada periodo de programación, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado intradiario por cada unidad de venta o de adquisición que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

44.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en las subastas del mercado intradiario.

Los compradores que operen en las subastas del mercado intradiario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida, y para cada periodo de programación, un importe que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

44.3 Derechos de cobro en las subastas del mercado intradiario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada periodo de programación a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCI(u,h,s,z) = EPIBC(u,h,s,z) * PMHI(h,s,z)$$

siendo:

DCI(u,h,s,z): Derecho de cobro del vendedor en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h, en la sesión «s».

EPIBC(u,h,s,z): Energía de venta asignada a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

44.4 Obligaciones de pago en las subastas del mercado intradiario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas en el resultado de la casación, tendrá una obligación de pago que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya compra se asigne en cada periodo de programación a la unidad de venta o de adquisición de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, para la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

La obligación del comprador para cada oferta de adquisición en la hora h será:

$$OPI(u,h,s,z) = EPIBC(u,h,s,z) * PMHI(h,s,z)$$

siendo:

OPI (u,h,s,z): Obligación de pago del comprador en el mercado intradiario de subastas por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

ECPIBC (u,h,s,z): Energía de compra correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

44.5 Ingresos en las subastas del mercado intradiario por el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

La liquidación de cada sesión de contratación del mercado intradiario tras la aplicación del proceso de separación de mercados dará lugar a unos ingresos que se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo para dicha sesión de contratación en cada una de las zonas de oferta, española y portuguesa. Dichos ingresos, denominados renta de congestión, se repartirán a partes iguales entre el sistema eléctrico español y el sistema eléctrico portugués.

Se anotará por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

$$DCPIBCPTES_CI(h,s) = 0,5 * \text{abs}(EPIBCPTES(h,s)) * \text{abs}(PMHI(h,s,z1)-PMHI(h,s,z2))$$

siendo:

DCPIBCPTES_CI (h,s): Derecho de cobro en la hora h, en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPIBCPTES (h,s): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario.

z1, z2: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

44.6 Publicación de los resultados de la liquidación de las subastas del mercado intradiario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado intradiario de subastas el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicha sesión de mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

- (a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».
- (b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.
- (c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concorra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concorra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Regla 45.^a *Objetivo y conceptos básicos.*

Acorde a lo dispuesto en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y el Reglamento (EU) 2015/1222 del 24 de julio de 2015, en adelante CACM, el mercado intradiario continuo tiene por objeto atender la venta y la adquisición de energía que se pueda producir en las horas más próximas al tiempo de entrega de la energía física (tiempo real), teniendo en cuenta el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y el resultado de las sucesivas subastas intradiarias realizadas por el operador del mercado.

El mercado intradiario continuo se estructura de acuerdo con las siguientes reglas:

a) El periodo de negociación en el mercado intradiario continuo se establecerá de conformidad al contenido del CACM.

b) El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario continuo, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en el anexo 1 de estas reglas.

c) El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes la posibilidad de negociar al menos el producto horario, tal y como se define en el anexo 1, pudiendo existir más productos.

d) La ampliación o reducción del número productos negociables en el mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

e) Un contrato es un producto aplicado a un instante, de inicio y de fin concreto, para el cual los agentes de mercado podrán presentar ofertas de venta y/o adquisición durante el periodo de negociación habilitado.

f) El estado de cada contrato establecerá la posibilidad de que los agentes presenten ofertas al mercado intradiario continuo. Dicho estado se corresponde con uno de los cuatro siguientes:

– FIN: Contrato cerrado y finalizado. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– TRADE: Contrato abierto y en negociación. Se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– UPC: Contrato cerrado y a la espera de ser abierto a negociación. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– INT: Contrato con la negociación interrumpida por parte de la Plataforma de Contratación Continua Europea. En este estado no se admiten ofertas.

El ciclo de vida (inicio-negociación-fin) de cada contrato de cada producto, seguirá un horario establecido, tal y como se define en el anexo 1.

g) Se define como ronda, el periodo de negociación del mercado intradiario continuo en el que las operaciones realizadas por los agentes son agrupadas para un procesamiento común. La apertura de una ronda se produce en el instante en el que se cierra la ronda inmediatamente anterior. El cierre de una ronda está asociado con el cierre de negociación de un contrato en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

La ampliación o reducción del número de sesiones de subastas del mercado intradiario y su impacto en el funcionamiento y los horizontes de negociación del mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

Regla 46.^a *Ofertas al mercado intradiario continuo.*

46.1 Ofertas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o adquisición para un mismo contrato en negociación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

Para cada oferta deberá ser especificada al menos, la siguiente información:

- Contrato ofertado.
- Unidad de oferta o portfolio.
- Cantidad de energía ofertada, expresada como un número entero en MWh, con una cifra decimal.
- Precio de la oferta, expresado en €/MWh, con dos decimales.
- Si la oferta es de compra o de venta.
- Las condiciones de oferta aplicables, tal y como se indica en la Regla de «Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo».

Pudiendo ser dicha información modificada dependiendo del producto en cuestión, tal y como se define en el anexo 1.

46.2 Proceso de envío de ofertas.

Se podrán enviar ofertas de venta y adquisición a los contratos que estén en estado de contratación.

Los agentes de mercado enviarán sus ofertas de venta y adquisición a través de la Plataforma de Negociación provista por el operador de mercado, en el que introducirán toda la información requerida para el envío de las mismas.

Además, en la negociación en mercado intradiario continuo, y a fin de simplificar el proceso, los agentes de mercado podrán seleccionar las ofertas para un determinado contrato con las que desee cerrar una transacción, por la cantidad y el precio, presentados en dicho momento en el Libro de Ofertas. En este caso, el cliente de negociación proporcionado por el operador del mercado generará una oferta con dichos parámetros de cantidad y precio, siempre dentro de los límites válidos, pudiendo el agente, previo a su envío, modificarlos y añadir condiciones para su oferta.

46.2.1 Límites máximos y mínimos de cantidad de energía y precio aceptados por el operador del mercado en el mercado intradiario continuo.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que los precios no son superiores a los máximos ni inferiores a los mínimos registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado, de acuerdo a la legislación vigente. También se verificará en el momento de la inserción que la energía ofertada no supera la cantidad máxima. La oferta se rechazará en caso contrario.

Los valores en límites de cantidad y precio para la inserción de ofertas de venta y adquisición al mercado intradiario continuo, serán, en cualquier caso:

- Cantidad máxima: en MWh de acuerdo a establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.
- Precio máximo: según lo establecido en el anexo 1.
- Precio mínimo: según lo establecido en el anexo 1.

Se podrán visualizar en el Libro de Ofertas y se permitirán casaciones con ofertas a precios superiores al precio máximo e inferiores al precio mínimo permitido por el operador de mercado ibérico, para aquellas ofertas de venta y adquisición con origen o destino en otros operadores de mercado europeos.

46.2.2 Validación de ofertas.

Toda oferta recibida en la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado, y de forma previa a su envío e incorporación en el Libro de Ofertas, estará sujeta a un proceso de validación, existiendo condiciones de aceptación de la oferta.

Las ofertas presentadas de venta y adquisición que no cumplan las condiciones de aceptación, serán rechazadas y no serán tenidas en cuenta. A tal efecto, se realizarán las siguientes validaciones de aceptación de las ofertas:

- El contrato está en un estado que permite la recepción de ofertas (TRADE).
- El agente de mercado está facultado para presentar ofertas de venta y adquisición para dicho contrato en el momento de validación de la oferta.
- El agente de mercado está dado de alta con fecha vigente en el operador del mercado.
- La unidad de oferta o portfolio para la que se presenta la oferta es válida, está vigente y el agente es el responsable de enviar ofertas de dicha unidad.
- Se verificará que el valor económico de la oferta no supera el correspondiente límite operativo. Si la unidad de oferta es de propiedad compartida, los agentes titulares deberán disponer de límite operativo suficiente para respaldar el porcentaje de la oferta de su titularidad.
- La cantidad y precio de la oferta deberán estar dentro de los límites establecidos a tal efecto por el operador de mercado.

46.2.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, limitaciones a la posibilidad de ofertar y capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

46.2.3.1. Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades en el mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en las Reglas de «Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades», la información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.2. Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en la Regla de «Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales», la información sobre limitaciones unitarias se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.3. Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales en el mercado intradiario continuo por los operadores del sistema.

La información y actualización sobre las capacidades de importación y exportación por los operadores del sistema a la Plataforma de Contratación Continua Europea, se realizarán a través de ésta, y contendrá información sobre la capacidad libre de importación y exportación en cada periodo de programación para cada una las interconexiones del sistema eléctrico español.

46.2.4 Verificaciones de la energía máxima de venta a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de una unidad de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante para cada periodo en ese momento, más la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
- La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de unidades de adquisición se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

- La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.
- La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar, en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa previo de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

- La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de venta.
- El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

- La potencia máxima de la unidad de oferta.
- La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.

– La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

– La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.
– La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de compra, se validará que el programa de la unidad porfolio para cada Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.

En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.5 Verificaciones de la energía máxima de adquisición a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de una unidad de adquisición, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de unidades de venta se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

– La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguno de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de compra, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

- La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de compra.
- El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

- La potencia máxima de la unidad de oferta.
- La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.
- La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

- La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.
- La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de venta, se validará que el programa de la unidad porfolio para Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.

En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.6 Aceptación de ofertas.

Sin perjuicio de lo establecido en la Regla de «Validación de ofertas», una oferta se considerará aceptada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Sobre una oferta de venta o adquisición activa en el sistema previamente enviada, es posible realizar las siguientes acciones:

- Modificación: Pudiendo variar la cantidad, precio o condiciones de ejecución.
- Anulación: Cancelación inmediata de una oferta o de todas las ofertas del usuario o del agente.

46.2.6.1. Modificación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada, y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser modificada por el agente de mercado mientras el contrato esté en un estado que permita el envío de ofertas.

La oferta se considerará modificada cuando, una vez realizadas las validaciones establecidas en la Regla «Validación de ofertas», la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

A los efectos de la Regla de «Casación de ofertas en Mercado intradiario continuo», la modificación de una oferta de venta o adquisición almacenada y mostrada en el Libro de Ofertas, supondrá la cancelación de la oferta original y la incorporación de una nueva oferta con los nuevos parámetros y condiciones introducidos.

46.2.6.2. Anulación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser cancelada por el agente de mercado mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que lo permita.

La oferta se considerará cancelada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Adicionalmente, en caso de baja, exclusión o suspensión temporal de un agente de mercado, las ofertas existentes en el Libro de Ofertas correspondientes a dicho agente de mercado, serán canceladas por el operador del mercado.

46.2.7 Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

En caso de detectarse un problema en los procesos de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), existe la posibilidad de que las ofertas potencialmente afectadas por dicho problema sean desactivadas (hibernadas) por la plataforma correspondiente como medida de precaución para evitar su casación en un momento en el que el sistema se encuentra inestable.

Adicionalmente y con objeto de realizar las sesiones de subasta intradiaria, se suspenderá la negociación del mercado continuo para los contratos incluidos en el horizonte de subasta. Las ofertas incluidas en el Libro de Ofertas para dichos contratos, serán hibernadas durante el tiempo necesario para realizar la casación y obtener resultados.

Una vez publicados los resultados de la casación y previo a la reapertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

Las ofertas hibernadas por la plataforma tendrán la consideración de no activas, dejando de estar expuestas al mercado y no pudiendo por tanto ser casadas con otras ofertas existentes hasta que sean activadas de nuevo. El agente tendrá la posibilidad de

volver a activar todas las ofertas hibernadas en una sola acción o activar individualmente solo un subconjunto de ellas. Las ofertas hibernadas también pueden ser anuladas sin pasar por la activación (en los momentos que el mercado permita la anulación).

Una oferta hibernada que pasa al estado de activa se comportará como una nueva oferta.

En caso de que el agente solicite la reactivación de sus ofertas en una sola acción, se seguirán los siguientes criterios:

- Las ofertas hibernadas serán reactivadas por orden de llegada a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, comenzando por las primeras ofertas recibidas.
- En caso de pertenecer a una misma Cesta de Ofertas, la reactivación se realizará respetando el orden en dicha cesta.
- En el caso que una orden hibernada/inactiva no pueda ser reactivada por no superar alguna de las validaciones durante la reactivación, dicha oferta será rechazada. El motivo del rechazo reflejará la razón del mismo.
- Las ofertas no serán reactivadas parcialmente (solo parte de su energía) en ningún caso; o se reactivan en su totalidad o serán rechazadas.

46.2.8 Libro de Ofertas del mercado intradiario continuo.

El Libro de Ofertas será calculado por la Plataforma de Contratación Continua Europea, teniendo en cuenta la información recibida por parte de todos los operadores de mercado europeos, a partir de todas las ofertas válidas de venta y adquisición presentadas por los agentes de mercado en el ámbito europeo y cuyas condiciones a las ofertas permitan su almacenamiento en el Libro de Ofertas.

Las ofertas que pueden ser visualizadas, de forma anónima, desde cada área de precio (lista de ofertas locales) será calculada y distribuida por la Plataforma de Contratación Continua Europea. Adicionalmente, la lista de ofertas locales será recalculada como consecuencia de cualesquiera de los siguientes eventos:

- a. Envío, modificación o anulación de una oferta válida de venta o adquisición.
- b. Cambios en el estado de la capacidad libre de importación y exportación en cualquiera de las distintas interconexiones europeas, pudiendo dicho cambio ser debido a:
 1. Asignación de capacidad libre debido a una transacción internacional.
 2. Asignación explícita de capacidad en su caso.
 3. Actualización de la capacidad de importación o exportación en cualquiera de las interconexiones internacionales gestionadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea.
- c. Como consecuencia de una transacción, haga uso de capacidad transfronteriza o no.

Una vez recalculado, la lista de ofertas locales será enviada por la Plataforma de Contratación Continua Europea a los operadores de mercado para su integración y visualización a sus respectivos agentes de mercado a través de sus respectivas plataformas de negociación.

Concretamente, la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado mostrará:

- Para el área portuguesa, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área portuguesa o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (desde España) acorde la capacidad libre en la interconexión en cada momento.
- Para el área española, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área española o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (bien desde Portugal o bien desde Francia) y acorde la capacidad libre en la correspondiente interconexión en cada momento.

La visualización de la lista de ofertas locales dispondrá de un número máximo de ofertas de acuerdo a lo establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

46.2.9 Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo.

En el momento de envío de las ofertas al mercado intradiario continuo, los agentes de mercado podrán incluir condiciones a sus ofertas presentadas de venta o adquisición, bien a la ejecución o bien a la validez.

Los distintos tipos de condiciones son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.10 Cesta de Ofertas (*Basket Orders*).

Los agentes de mercado podrán crear una cesta de varias ofertas (basket) que podrán estar asociadas a diferentes contratos.

El envío de la cesta implicará el procesamiento de manera simultánea de todas las ofertas incluidas en la cesta. Las ofertas incluidas en la cesta podrán resultar o no casadas, independientemente unas de otras, dependiendo de las condiciones indicadas por el agente de mercado a la propia cesta.

Cada una de las ofertas de venta o adquisición incluidas en la cesta, podrá a su vez especificar condiciones a la ejecución y/o a la validez para dicha oferta.

Los distintos tipos de condiciones a las cestas de ofertas, son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.11 Procedimiento de modificación o creación de nuevos tipos de ofertas por el operador de mercado.

El operador del mercado, podrá proponer la modificación o definición de nuevos tipos de ofertas para el mercado intradiario continuo previo informe del Comité de Agentes del Mercado y los organismos reguladores que corresponda, y autorización del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, pudiendo implementarlos si la aprobación resulta favorable.

46.2.12 Información proporcionada por la plataforma de negociación del Operador de Mercado.

Durante la negociación del mercado intradiario continuo, la información disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, para los agentes de mercado en lo relativo a productos, contratos y la información relativa a las ofertas contenidas en la lista de ofertas locales, se mostrará de forma anónima, identificando exclusivamente las operaciones realizadas por el propio agente.

La información proporcionada será, al menos, la siguiente:

- Contratos para los que esté habilitado a negociar y hora de finalización.
- Estado de los contratos (UPC, TRADE, FIN, INT).
- Lista de ofertas locales para cada uno de los contratos en negociación.
- Para cada contrato en negociación, el volumen de energía casada y el precio de las transacciones realizadas en el área correspondiente.
- Registro de actividad durante la sesión en mercado intradiario continuo.
- Saldo de la cuenta de garantías asociada, identificando tanto la cuantía utilizada como la cuantía libre para ser utilizada y cubrir nuevas operaciones.

Regla 47.^a Casación de ofertas en mercado intradiario continuo.

47.1 Casación de ofertas.

Las ofertas de venta y adquisición serán enviadas a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado siempre que la negociación de dicho contrato esté habilitada a tal efecto.

Al introducir un agente de mercado una oferta a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y ser esta validada correctamente por el operador de mercado, dicha oferta será enviada a la Plataforma de Contratación Continua Europea donde, dependiendo de las condiciones indicadas en la inserción será almacenada en el Libro de Ofertas, será descartada y/o se realizará la casación.

La casación se realizará de conformidad con los requerimientos establecidos para la Plataforma de Contratación Continua Europea en base al CACM.

En caso de producirse una casación, el resultado de la misma será comunicado al propio agente, quedando actualizada la lista de ofertas locales.

47.2 Firmeza y efectos de la casación.

Las transacciones realizadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea tendrán carácter firme acorde a lo especificado en el CACM.

Dicha firmeza conllevará, si la oferta es de compra una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo. Adicionalmente conllevará, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción, respectivamente.

Tras el cierre de cada ronda, el operador de mercado comunicará a los correspondientes operadores del sistema (español y portugués), el volumen total de energía en la unidad de oferta correspondiente a las transacciones realizadas.

Regla 48.^a *Desagregaciones de las unidades portfolio.*

Los agentes que hayan participado en el mercado intradiario continuo mediante unidades portfolio deberán enviar al operador de mercado las desagregaciones de las posiciones de las unidades portfolio a unidades de oferta. Los agentes desagregarán las energías de cada unidad portfolio en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a dicha unidad portfolio.

Las posiciones de venta resultantes de las transacciones realizadas con una unidad portfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad de portfolio. Las posiciones de compra resultantes de las transacciones realizadas con una unidad portfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad portfolio.

48.1 Contenido de las desagregaciones.

Cada desagregación será identificada por:

- Unidad portfolio de la que se desagrega la energía.
- Fecha y Periodo para el que se desagrega dicha energía.

Cada desagregación incluirá la siguiente información adicional por cada unidad de oferta en la que se desea desagregar:

- Unidad de Oferta.
- Energía desagregada en dicha unidad de oferta.

48.2 Envío de desagregaciones.

Cada agente, a la vista del resultado de las transacciones realizadas por cada una de sus unidades portfolio, comunicará al Operador del Mercado la desagregación de las energías en unidades de oferta incluidas en el portfolio, pudiendo comunicar la desagregación desde el momento que recibe la confirmación de la ejecución de la transacción hasta 5 minutos después del cierre de la ronda donde termina el periodo que no va a negociarse más.

El envío de desagregaciones podrá realizarse en cualquier momento, afectando a cualquiera de los Contratos abiertos a negociación y hasta 5 minutos posteriores al cierre de cada Contrato.

Los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas o algunas de sus unidades de portfolio y periodos.

48.3 Validaciones en la recepción y respuesta.

El operador del Mercado validará las desagregaciones de las posiciones abiertas de las unidades portfolio de acuerdo con los siguientes criterios:

– Se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido ni dado de baja en el Operador del Mercado.

– Se comprobará que la unidad portfolio y unidades ofertantes de venta o adquisición en que se desagregan las posiciones abiertas de las unidades portfolio, corresponden a unidades del agente, existentes y dadas de alta en el sistema del Operador de Mercado, y asociadas a la unidad portfolio para el periodo que se está desagregando.

– Se comprobará que la unidad portfolio de venta sólo desagrega en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad portfolio.

– Se comprobará que la unidad portfolio de compra sólo desagrega en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad portfolio.

– Se validará que el periodo al que hace referencia la desagregación se corresponde con alguno de los Contratos que se están negociando o con el Contrato que acaba de finalizar su negociación.

Si alguna de las comprobaciones anteriores no es superada, la desagregación de esa unidad portfolio y periodo será rechazada. Aquellas desagregaciones que hayan superado las comprobaciones anteriores serán aceptadas provisionalmente, y se procederá a validar la energía desagregada:

– Se comprobará que la suma de las cantidades desagregadas en unidades de oferta coincide con el neto actual en Sistema de Información del Operador de Mercado de la unidad portfolio para el periodo que va a ser desagregado.

– Asimismo, se comprobará que cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

El programa actual de la unidad de oferta,.

La potencia máxima de la unidad de oferta,.

Indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda en negociación excepto si la desagregación se produce en los 5 minutos posteriores al cierre de la ronda y para el periodo cuyo Contrato acaba de finalizar su negociación, en cuyo caso se tendrán en cuenta las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró.

Las desagregaciones serán aceptadas provisionalmente aún en el caso de que no se cumplan las validaciones previamente descritas, informando al agente responsable del envío de la desagregación acerca del resultado de dicha verificación.

48.4 Actualización de la información de las desagregaciones enviadas por un agente.

La información de desagregaciones podrá ser actualizada mediante la comunicación por parte del agente responsable de una nueva información de desagregaciones para un porfolio y un periodo. En caso de haber sido aceptada provisionalmente, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la previamente comunicada.

En caso de no haber sido aceptada, se mantendrá como válida la información previa disponible, aceptada anteriormente como válida.

48.5 Consolidación de desagregaciones.

En el minuto 5 posterior al cierre de cada Contrato se volverán a validar aquellas desagregaciones aceptadas provisionalmente para el periodo que ya no volverá a negociarse.

Se volverán a comprobar las energías desagregadas para cada unidad porfolio, validando que:

- La suma de las cantidades desagregadas coincide con el neto actual de la unidad porfolio para el periodo desagregado, y.
- Cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

El programa de la unidad de oferta previo al proceso de consolidación,.

La potencia máxima de la unidad de oferta,.

Las Indisponibilidades y las limitaciones unitarias vigentes durante la ronda que cerró.

48.6 Desagregaciones por defecto.

En caso de que la desagregación de una unidad porfolio resulte errónea o no haberse recibido ninguna desagregación del porfolio por parte del agente, se creará una desagregación por defecto de dicha unidad porfolio para el periodo que ya no volverá a negociarse.

Las desagregaciones por defecto se realizarán automáticamente por el Operador de Mercado de acuerdo a los siguientes puntos:

- Se realizará solo para el periodo que no volverá a ser negociado.
- Se tendrá en cuenta el programa previo de cada unidad ofertante en la que pueda desagregar el porfolio.
- La potencia máxima de cada unidad de oferta,.
- Las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró previamente a la desagregación por defecto.

Asegurando que la energía asignada a las unidades de oferta está dentro de los límites admisibles conforme a la información disponible en el sistema de información del operador de mercado.

- Se empezará a desagregar las unidades porfolio de venta. Para cada unidad porfolio de venta, se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de compra asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de compra que puedan revender más energía.

- Se continuará por las unidades porfolio de compra y dentro de él se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de venta que puedan recomprar más energía.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

– En todos los casos, a igual cantidad de energía restante para alcanzar su potencia disponible se asignará por orden alfabético de unidad de oferta.

– Las desagregaciones de los portafolios de venta no se tendrán en cuenta como consolidadas para las desagregaciones de los portafolios de compra.

– La energía sobrante de las desagregaciones por defecto quedará en la unidad portafolio y se incluirá en el Programa Intradía Base de Casación Incremental Continuo (PIBICIC).

Regla 49.^a *Situaciones excepcionales en el mercado intradía continuo.*

Son situaciones excepcionales aquellas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación.

Las situaciones a que se refiere el párrafo anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Indisponibilidad técnica de las plataformas de contratación.

En caso de indisponibilidad técnica de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), no se dispondrá del Libro de Ofertas y por ende no será posible el envío de ofertas al sistema central para su casación. Si la indisponibilidad técnica persiste en el tiempo hasta alcanzar el momento de cierre de la negociación de un determinado contrato, el operador del mercado continuará con los procesos normales de operación contando únicamente con las transacciones válidas disponibles en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

b) Interrupción de la contratación del mercado intradía continuo.

El operador del mercado podrá interrumpir la contratación en su Plataforma de Negociación de forma temporal ante situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Como consecuencia de dicha interrupción las órdenes existentes en la Plataforma de Negociación podrían pasar a ser hibernadas.

En el caso de interrupciones programadas debido a tareas de mantenimiento, se procederá a la hibernación de las órdenes existentes en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

c) Restricciones a la interacción con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

El operador del mercado podrá poner límites generales al número de peticiones que las aplicaciones de los agentes pueden hacer a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado.

El operador del mercado podrá restringir el acceso a las aplicaciones de aquellos agentes de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento de la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado.

d) Fuerza mayor.

d.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la contratación del mercado intradiario continuo, intentando en la medida de lo posible, permitir la negociación en las sesiones intradiarias de subasta. A partir de ese momento y hasta que se reanude la contratación los operadores del sistema resolverán la situación si procede, aplicando los procedimientos de operación del sistema.

d.2 Si se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o de la Plataforma de Contratación Continua Europea que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la contratación, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

49.1 Indisponibilidad de programas previos.

Si previo al inicio de cada ronda, no existieran los programas previos a su inicio, el operador del mercado podrá modificar el horario de contratación o suspender la contratación del mercado intradiario continuo hasta que se disponga de dichos programas.

Regla 50.^a *Liquidación del mercado intradiario continuo.*

50.1 Liquidación.

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado intradiario continuo por las ofertas de compra y de venta que hayan resultado casadas para cada contrato con alguna de sus unidades de oferta o porfolio.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta, en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de oferta o porfolio.

Los apuntes en cuenta resultantes de cada transacción se generarán tras cada uno de los instantes de sincronización que se produzcan entre la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y el Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.1 Derechos de cobro en el mercado intradiario continuo.

A cada agente, por cada oferta de venta casada a precio positivo y por cada oferta de compra casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará un derecho de cobro del mercado intradiario continuo (DCIC) igual a:

$$DCIC(d,c,t,u,r) = ENIC(d,c,t,u,r) * P(d,c,t,u,r)$$

Siendo:

d: Día negociado.

c: Contrato negociado.

t: Número de la transacción del mercado intradiario continuo.

u: Unidad de oferta o porfolio titularidad del agente o del representante en nombre y por cuenta de terceros.

r: Ronda del mercado intradiario continuo.

ENIC(d,c,t,u,r): Energía casada en la ronda r para el contrato c del día d para la transacción t, de la unidad de oferta o porfolio u.

P(d,c,t,u,r): Precio, en valor absoluto, de la transacción t casada en la ronda r para el contrato c del día d de la unidad de oferta o porfolio u.

50.1.2 Obligaciones de pago en el mercado intradiario continuo.

A cada empresa, por cada oferta de compra casada a precio positivo y por cada oferta de venta casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, que haya sido incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará una obligación de pago del mercado intradiario continuo (OPIC) igual a:

$$\text{OPIC}(d,c,t,u,r) = \text{ENIC}(d,c,t,u,r) * P(d,c,t,u,r)$$

50.1.3 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado intradiario continuo.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de las transacciones casadas en el mercado intradiario continuo para el horizonte diario de programación.

50.1.4 Límite operativo para la aceptación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

50.1.4.1 Garantías reservadas para operar en el mercado intradiario continuo.

Para operar en el mercado intradiario continuo los agentes deberán previamente indicar el volumen de garantías aportadas ante el operador del mercado que desean destinar a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización (GMIC). A estos efectos cada agente dispondrá de su propia cuenta de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Dicho montante se reducirá automáticamente del excedente de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado para su participación tanto en el mercado diario como en las subastas de intradiario, tal y como se indica en la Regla de «Balance de Garantías».

El volumen de garantías cedido para operar en el mercado intradiario continuo se asignará a la cuenta de garantías vinculada al agente en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. En el caso de representación en nombre y por cuenta de terceros la cuenta de garantías a utilizar será la vinculada al agente representado.

Los agentes deberán solicitar al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la cantidad a destinar a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, así como cualquier incremento o disminución posterior que deseen realizar sobre dicho valor.

50.1.4.2. Sincronización de garantías.

Una vez realizada la reserva de garantías, la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado llevará la cuenta de su propio balance de garantías, de manera independiente del balance de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado. Los agentes podrán insertar ofertas de compra y realizar compras (o ventas a precios negativos) en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siempre y cuando la valoración de las mismas no supere el volumen de garantías disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (límite operativo).

Tras el cierre de cada ronda comienza el proceso de sincronización en el cual se inicia el traspaso al Sistema de Información del Operador del Mercado de las operaciones casadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. El instante en el que el Sistema de Información del Operador del Mercado recibe dicha información se denomina instante de sincronización.

En cada sincronización se realizarán los siguientes procesos:

1. El Sistema de Información del Operador del Mercado procederá a considerar, en el cálculo del balance de garantías, las anotaciones correspondientes a todas las

transacciones realizadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. A estos efectos, se incluirán las correspondientes obligaciones de pago y derechos de cobro, considerando los impuestos que sean de aplicación y, en su caso, la cesión de derechos de cobro a terceros declarada por cada agente.

2. El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado si puede seguir disponiendo del volumen de garantías reservado por el agente, o bien si dicho valor debe ser reducido para garantizar que el saldo de garantías en el Sistema de Información del Operador del Mercado, tras incorporar las operaciones de la última sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siga siendo no negativo. A estos efectos, el Sistema de Información del Operador del Mercado comunicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado la reducción a tener en cuenta por ésta durante la siguiente ronda de negociación.

3. Finalmente, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado se actualizará el límite operativo, considerando tanto la posible reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado como la liberación de las obligaciones de pago correspondientes a las transacciones negociadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas, una vez que éstas ya han sido incorporadas en Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.4.3. Límite operativo.

El operador del mercado mantendrá actualizados en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado los valores del límite operativo de cada agente actualizados en todo momento, para ser considerados en la validación de las ofertas deudoras que se presenten al mercado intradiario continuo.

En cada instante, el operador del mercado calculará el límite operativo de cada agente como suma de los siguientes términos:

- a) Volumen de garantías solicitado por el agente para operar en el mercado intradiario continuo.
- b) Obligaciones de pago resultantes de las ofertas de compra casadas a precios positivos u ofertas de venta casadas a precios negativos durante la ronda de negociación en curso, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).
- c) Valoración de las ofertas deudoras que permanezcan en el libro de ofertas del agente, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).
- d) Reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado comunicada por el Sistema de Información del Operador del Mercado tras la última sincronización al no existir excedente suficiente en el Sistema de Información del Operador del Mercado (con valor negativo).
- e) Solicitud de reducción de garantías solicitado por el agente (con valor negativo).
- f) Solicitud de incremento de garantías solicitado por el agente.

Los derechos de cobro resultantes de ofertas de venta casadas a precios positivos (o de compra a precios negativos) no se considerarán a efectos del cálculo del límite operativo, si bien se tendrán en cuenta en el balance de garantías del Sistema de Información del Operador del Mercado tras cada sincronización.

50.1.4.4. Incremento y reducción de garantías para la plataforma de negociación del operador del mercado.

Los agentes podrán solicitar aumentar o reducir el volumen de garantías cedido desde el Sistema de Información del Operador del Mercado a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado para realizar operaciones en el mercado intradiario continuo. Para

ello, los agentes deberán solicitarlo al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Dicha solicitud será validada por el operador del mercado y en caso de ser aceptada será incorporada en el cálculo del límite operativo en el siguiente instante de sincronización.

Cualquier solicitud de incremento de garantías para operar en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado será aceptada, siempre y cuando exista suficiente excedente de garantías en Sistema de Información del Operador del Mercado. En ese caso, se reducirá el excedente en el Sistema de Información del Operador del Mercado, a través del correspondiente asiento apuntado en el balance de garantías, y se considerará dicho incremento de garantías en el cálculo del límite operativo de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado a partir del siguiente instante de sincronización del Sistema de Información del Operador del Mercado y la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

Asimismo, cualquier solicitud de reducción de garantías para operar en el mercado intradiario continuo será validada por la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en el siguiente instante de sincronización y, en caso de no tener comprometido dicho importe con obligaciones de pago, será aceptada procediendo a considerar dicha reducción en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y a liberar las garantías retenidas en Sistema de Información del Operador del Mercado por dicho valor. Si no fuera posible realizar la reducción solicitada en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, por tener comprometido dicho importe para cubrir obligaciones de pago, se informará al agente de que su solicitud ha sido rechazada, no considerándose para otras sincronizaciones.

CAPÍTULO NOVENO

Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios

Regla 51.^a *Programa Horario Final posterior a cada mercado intradiario.*

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final (PHF), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica durante las sesiones de subastas del mercado intradiario formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) del resultado de sesiones de subastas intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final Continuo (PHFC), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica durante las rondas del mercado intradiario continuo para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD), del resultado de sesiones de subasta intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

El Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC) incorporarán, para cada periodo de programación, los siguientes elementos:

1. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado incorporadas como resultado de las casaciones previas.
2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado casadas en el mercado intradiario continuo.
3. La energía asociada a los contratos bilaterales.

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado el Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC). El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta, y/o porfolio cuando proceda, necesaria para las validaciones y el proceso de casación.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el PHF y PHFC respetando la confidencialidad establecida en la Regla correspondiente.

CAPÍTULO DÉCIMO

Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías

Regla 52.^a *Características generales de la liquidación.*

En el proceso de liquidación se determinan los derechos de cobro y las obligaciones de pago resultantes de las operaciones en el mercado diario y en los mercados intradiarios, así como aquellas otras que reglamentariamente se determinen.

52.1 Elementos de la determinación del precio.

Son operaciones para la determinación del precio de la energía eléctrica de cada unidad de venta y de cada unidad de adquisición, el establecimiento de los programas de energía asignada a cada unidad de producción y adquisición que se relacionan a continuación:

- Programa diario resultante de la casación del mercado diario (PBC).
- Programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas (PIBCI).
- Programa resultante de la casación del mercado intradiario continuo (PIBCIC).

52.2 Liquidación.

El operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada agente por medio de la agregación de las anotaciones horarias correspondientes a cada día, de acuerdo con las presentes reglas.

La liquidación del flujo resultado del mercado diario en la interconexión entre España y Francia y de la renta congestión que se genere en dicha interconexión se liquidará por los operadores del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitada por éstos. El operador del mercado español será responsable de liquidar la mitad de la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia al operador del sistema español, mientras que los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, liquidarán la otra mitad al operador del sistema francés, de acuerdo con lo establecido en cada uno de los sistemas eléctricos.

La liquidación de las transacciones transfronterizas en la interconexión entre España y Francia en el mercado intradiario continuo se liquidarán entre el operador del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos. A efectos de determinar la contraparte en Francia a la que liquidar cada transacción transfronteriza, se utilizará la información facilitada por la Plataforma de Contratación Continua Europea.

Cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre MIBEL y Francia o por incidencias que supongan descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

A estos efectos, los descuadres que se pudieran producir por anulación de energías negociadas en el mercado intradiario continuo por unidades localizadas en la zona portuguesa que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Portugal que corresponde al

sistema eléctrico español, mientras que los descuadres que se produzcan por anulación de energías negociadas por unidades localizadas en la zona española que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia que corresponde al sistema eléctrico español.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos a las siguientes unidades:

1. Unidades de oferta o portfolio de venta o adquisición de cada titular.
2. Unidades de oferta o portfolio de venta o de adquisición de cada representante cuando en la unidad se oferten energías de titulares representados en nombre propio y por cuenta ajena.
3. Unidades de oferta de cada representante con las que se oferta energía de titulares representados en nombre y por cuenta de terceros. A este efecto se considerará cada unidad de oferta asociada unívocamente a su correspondiente agente representado.

Las anotaciones practicadas a cada unidad de oferta o portfolio se liquidarán al:

- Agente titular de dicha unidad de oferta o portfolio, en el caso de agentes que acuden al mercado directamente o bien representando a otros en nombre propio y por cuenta de terceros.
- Agente representado, en los casos de las unidades de oferta dadas de alta para actuar en nombre y por cuenta de su representado.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les liquidará por separado cada una de estas actividades.

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado diario se realizarán a cada propietario sobre la base de la asignación detallada en la Regla de «Resultado de la casación del mercado diario».

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas o del mercado intradiario continuo se realizarán a cada propietario en proporción a su porcentaje de propiedad.

Dado que el operador del mercado actúa como contraparte de cada una de las anotaciones en cuenta resultantes de la liquidación, el saldo final del operador del mercado en cada sesión del mercado diario y de los mercados intradiarios estará siempre saldado a cero, tanto en energía como en volumen económico.

Regla 53.^a *Proceso de liquidación.*

53.1 Liquidación diaria.

Efectuada la casación del mercado diario y de los mercados intradiarios, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes al programa resultante de la casación.

El día hábil posterior a cada día de contratación, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, en los sistemas de información de éste la liquidación correspondiente a dicho horizonte diario de programación, con distinción de cada periodo de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma. Los días no hábiles se publicará la liquidación con carácter de borrador.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en las presentes reglas y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

La liquidación diaria se considerará provisional si concurre cualquiera de los siguientes motivos:

- a) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.
- b) Estar abierto el plazo para recepción de reclamaciones por parte de los agentes.
- c) La existencia de reclamaciones pendientes respecto de la liquidación.
- d) La aparición, a posteriori, de valores erróneos en una liquidación considerada como definitiva, que no pudieron ser detectados en su momento por los agentes ni por el operador del mercado.
- e) Cualquier otra causa determinante de insuficiencia o inexactitud en las informaciones necesarias para practicar la liquidación.

Expresamente, se hará constar la causa o causas que determinen la provisionalidad.

La liquidación diaria se considerará definitiva salvo que concorra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores.

53.2 Resolución de incidencias.

Una vez el operador del mercado haya emitido la liquidación diaria, los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles para efectuar las reclamaciones referidas a dicha liquidación que estimen oportunas, tal y como establece el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

El operador del mercado dispondrá de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas.

Las liquidaciones diarias podrán modificarse como consecuencia de las reclamaciones planteadas por los agentes y que resultarán estimadas por el operador del mercado, o bien para incluir nuevas informaciones o modificaciones a iniciativa del operador del mercado o de los agentes del mercado una vez aceptadas por el operador del mercado.

El operador del mercado publicará una nueva liquidación de aquellos días que se hubieran modificado según lo establecido anteriormente, disponiendo los agentes de un nuevo plazo de reclamación.

Si, en razón del plazo establecido en estas reglas para efectuar la liquidación diaria existiesen reclamaciones pendientes de resolverse, dicha liquidación diaria tendrá carácter provisional.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, dispondrá de tres días hábiles para presentar una nueva reclamación sobre los mismos hechos aportando información adicional.

En tal caso y de acuerdo con lo establecido en la Regla de «Liquidación diaria», la liquidación efectuada se mantendrá, con carácter provisional, hasta la resolución firme de la reclamación.

En caso de que el agente recurriese a un organismo externo competente la resolución del operador del mercado a la reclamación, deberá informar de este hecho al operador del mercado presentando una nueva reclamación asociada al mismo expediente.

Si estando el agente disconforme con la resolución del operador del mercado a la reclamación no abre otra reclamación dentro del mismo expediente ni la presenta a organismo competente, pasado un plazo de 15 días hábiles la reclamación quedará cerrada con el estado otorgado por el operador del mercado.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, se estará a lo establecido en la disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

En tal caso, la liquidación efectuada se mantendrá con carácter provisional hasta la resolución firme de la reclamación.

Regla 54.^a *Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad.*

54.1 Agentes del mercado diario de producción a los que se les realiza la facturación.

La facturación se realizará a los agentes que participen en los mercados diario e intradiarios para el conjunto de unidades de producción y adquisición de las que sean titulares, considerando su porcentaje de participación, y por el conjunto de unidades no de su titularidad, pero a las que representan en nombre propio y por cuenta ajena.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les facturará por separado cada una de estas actividades.

Al operador del sistema eléctrico portugués se le facturará la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico portugués que se haya tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

A los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos, se les facturará la parte de la renta de congestión correspondiente a la interconexión entre España y Francia que les haya sido liquidada de acuerdo con las reglas de liquidación.

Al operador del sistema eléctrico español se le facturarán las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español que se hayan tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en las interconexiones entre España y Portugal y entre España y Francia.

54.2 Determinación de las transacciones de compra-venta en el mercado de electricidad.

La determinación de las transacciones que se producen en el mercado de electricidad entre los agentes del mercado es necesaria para que se pueda realizar la facturación de manera adecuada.

Existirá una transacción por cada venta de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción por cada adquisición de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación y en cada mercado en el que se haya liquidado renta de la congestión entre cada uno de los titulares de la misma en los términos de la legislación aplicable y el operador del mercado, que será la contraparte.

54.3 Expedición de la factura.

Las entregas de energía eléctrica asociadas al mercado de producción de energía eléctrica efectuadas por los suministradores de la energía serán documentadas por el operador del mercado mediante facturas expedidas por dicho operador como destinatario de la operación, dando así cumplimiento a la obligación de expedir factura.

Los datos relativos a la identificación del destinatario de la operación serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del proveedor serán los del suministrador de la energía.

El operador del mercado expedirá una factura por las entregas efectuadas a cada adquirente, en la que los datos relativos a la identificación del proveedor serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del destinatario serán los del adquirente de la energía.

54.4 Conceptos incluidos en la factura.

La factura incluirá, además de los datos del suministrador y del adquirente de energía tal como se indica en la Regla de «Expedición de la factura», los siguientes conceptos:

- Serie de factura como entidad suministradora de energía para cada agente suministrador y numeración correlativa.
- Serie de factura como entidad adquirente de energía, que será la serie del operador del mercado, con numeración correlativa.
- Fecha de expedición.
- Fecha de vencimiento.

En el caso de la factura a una entidad adquirente de energía, los siguientes datos de cabecera de factura del agente comprador, referidos a la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía, en caso de que se trate de un sujeto pasivo revendedor según la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido, o los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía en el caso de otros sujetos pasivos:

- Razón social del agente.
- Persona a cuya atención se expide la factura.
- Código de Identificación Fiscal (CIF).
- Dirección.
- Código Postal.
- Ciudad.
- Provincia.
- País.

En el caso de la factura de una entidad suministradora de energía, como Regla general, se incluirán los mismos datos de cabecera de factura que se han comunicado para la factura como entidad adquirente. No obstante, lo anterior, los agentes que han comunicado en dichos datos un establecimiento permanente al cual se suministra la energía situado fuera del territorio español, si poseen un establecimiento permanente o domicilio fiscal en el territorio español que intervenga en las entregas de electricidad, deberán comunicar los datos anteriores referidos a dicho establecimiento para que sean utilizados en la factura de la entidad suministradora.

La factura incluirá el importe a pagar o a cobrar por las operaciones de compra o venta realizadas en el mercado de producción de energía eléctrica, que incluye la liquidación de los mercados diarios e intradiarios, así como los conceptos que reglamentariamente se determine.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad suministradora coincide con el importe total de las transacciones en que el agente actúa como vendedor.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad adquirente de energía coincide con el importe total de las transacciones en que el agente actúa como comprador.

La factura incluirá también las cuotas e impuestos reglamentarios, que se detallan en la Regla 53.5 de «Cuotas e impuestos aplicables».

54.5 Cuotas e impuestos aplicables.

54.5.1 Impuesto Especial sobre la Electricidad.

El Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) debe ser satisfecho por los consumidores directos en mercado por sus compras en el mercado de producción de energía eléctrica que respondan a consumos en territorio español, así como por los agentes que reglamentariamente se determine.

Aquellos agentes del mercado a los que sea de aplicación la reducción de la base imponible del impuesto prevista en el artículo 98 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, presentarán al operador del mercado, como contribuyente del impuesto, la información que reglamentariamente se establezca, así como la unidad física del punto de suministro que tiene derecho a dicha reducción. A las compras que se realicen a través de unidades porfolio no se les aplicará la reducción del impuesto de electricidad.

El agente será el responsable de la veracidad de la información para la correcta aplicación del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

El operador del mercado aplicará, en la facturación del mercado, la reducción del Impuesto Especial sobre la Electricidad no más tarde del tercer día hábil tras la recepción de toda la información necesaria. Cualquier modificación en los valores autorizados será comunicada al operador del mercado y surtirá efectos en los mismos plazos que la notificación anterior.

54.5.2 Impuesto del Valor Añadido.

El Impuesto del Valor Añadido (IVA) se repercutirá a los sujetos según las normas específicas que regulan las entregas de electricidad.

Los agentes del mercado comunicarán la condición en la que actúan en el mercado y los datos relativos a su establecimiento, así como cualquier variación que en ellos se produzca, que servirán de base para la determinación del régimen de tributación aplicable.

54.6 Datos de los agentes para efectuar la facturación.

Será requisito imprescindible para obtener el alta como agente del mercado haber aportado al operador del mercado, mediante el sistema establecido a tal efecto en la «Guía de Acceso al Mercado», todos los datos necesarios para que éste pueda efectuar la facturación en nombre del agente. Cualquier modificación de dichos datos deberá solicitarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada por éste si la solicitud es correcta. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los cambios que se produzcan en dichos datos cuando afecten a la facturación, entre los que se incluyen los cambios de titularidad de instalaciones, no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

54.7 Periodo de facturación.

La facturación se realizará en días hábiles para el conjunto de periodos de programación de un día cuya liquidación diaria haya sido publicada. Asimismo, tras cada casación y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, se publicarán los datos acumulados de la facturación diaria que tendrán la consideración de borrador.

54.8 Facturación electrónica.

Las facturas serán expedidas de forma electrónica utilizando una firma electrónica avanzada del operador del mercado basada en un certificado reconocido y creada mediante un dispositivo seguro de creación de firma.

Las facturas expedidas podrán descargarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo que garantiza, a su vez, la confidencialidad.

La factura electrónica se expedirá en formato XML siguiendo el formato estructurado de la factura electrónica Facturae, versión 3.2 o superior, y de firma electrónica conforme a la especificación XMLAdvanced Electronic Signatures (XAdES). Asimismo, se publicará el contenido de la factura en formato fácilmente legible.

Los agentes podrán comprobar, una vez recibida la factura, a través del mecanismo de verificación de firma:

- La autenticidad del origen de las facturas, es decir, que éstas han sido expedidas por el operador del mercado.
- La integridad del contenido, es decir, que no han sido modificadas.
- Que el certificado de creación de firma del operador del mercado no ha sido revocado.

El agente deberá conservar, tal y como se indica en la normativa aplicable, el fichero de la transmisión conteniendo la factura y su firma, tal y como se recibió. Asimismo, podrá conservar la factura en forma impresa en papel con las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado conservará en su base de datos los ficheros de facturación electrónica.

Se firmarán electrónicamente todo el resto de documentos que acompañen a la facturación. Los agentes podrán descargárselos a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

54.9 Facturas rectificativas.

En caso de que sea necesario realizar una nueva liquidación de un día, o por error en la factura en los supuestos recogidos en la normativa vigente, el operador del mercado expedirá factura rectificativa, en la que constará la rectificación de los datos que, en el caso de rectificación en importes y energías, serán las diferencias con los anteriores.

54.10 Obligaciones fiscales del operador del mercado relativas a la facturación.

El operador del mercado relacionará en su declaración anual de operaciones con terceras personas, en los términos previstos por el Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos. las operaciones realizadas por los suministradores de energía eléctrica y por los adquirentes, que hayan sido documentadas con arreglo a lo indicado en la Regla de «Expedición de la factura», indicando respecto de cada suministrador y de cada adquirente el importe total de las operaciones efectuadas durante el periodo a que se refiera la declaración, en la que se harán constar como compras las entregas de energía imputadas a cada suministrador y como ventas las adquisiciones de energía imputadas a cada adquirente.

Asimismo, el operador del mercado realizará la liquidación del Impuesto del Valor Añadido, del Impuesto Especial sobre la Electricidad y de cuantos otros impuestos y cuotas correspondan a la facturación del mercado de electricidad, en los términos legalmente establecidos, como sujeto pasivo y contribuyente de dichos impuestos.

54.11 Obligaciones de los sujetos relativas a la facturación.

A efectos de facturación, los agentes reconocen y declaran expresamente el completo conocimiento de todas sus obligaciones en el ámbito fiscal en referencia a las actividades por las que el operador del mercado va a expedir factura en su nombre, en caso de ventas, o va a poner a su disposición la factura, en caso de adquisiciones. En particular, y sin ánimo exhaustivo, será de aplicación la normativa relativa al Impuesto del Valor Añadido y al Impuesto Especial sobre la Electricidad, sin perjuicio de otras cuotas y cargos que pudieran ser aplicables. El operador del mercado no se hace responsable en ningún caso y en modo alguno de cualquier incumplimiento por parte de los agentes de la normativa fiscal que les sea aplicable en cada momento.

Los agentes del mercado facilitarán al operador del mercado cualquier información necesaria que les sea requerida para el buen funcionamiento del sistema de facturación.

54.12 Solicitud de información relativa a facturación.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado en su sistema de información la información estándar necesaria para sus auditorías contables con la firma electrónica avanzada del operador del mercado.

El operador del mercado cumplirá los criterios de confidencialidad previstos en las presentes reglas de manera particular para los datos de facturación, lo que impedirá el envío a los agentes de dichos datos por medios no seguros, como el fax o el correo electrónico.

Regla 55.^a Sistema de cargos y abonos.

55.1 Horizonte de liquidación.

Se define horizonte de liquidación L, como el conjunto de liquidaciones diarias cuyos cobros y pagos se realizan conjuntamente.

El horizonte de liquidación será, inicialmente, la semana natural, esto es, de lunes a domingo. El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previa consulta del Comité de Agentes del Mercado, este parámetro, siendo en cualquier caso el periodo mínimo de liquidación de un día.

55.2 Cobros y pagos.

55.2.1 Cobros y pagos de los agentes del mercado.

Se definen a continuación los siguientes parámetros:

N: Día de publicación de los cobros y pagos a realizar. Se define como el día hábil posterior al último día del horizonte de liquidación.

P: Día de pagos, se realizará dos días hábiles posteriores al día N. En aquellas semanas en las que coincidan tres días festivos en la plaza de Madrid de lunes a viernes, el día de pagos será el día hábil posterior al día N.

C: Día de cobros, se realizará el día posterior al día P en caso de ser día hábil, si el día posterior fuera festivo, los cobros se realizarán el mismo día P que los pagos.

Se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid, así como el 24 y el 31 de diciembre. Los cobros y pagos no se llevarán a cabo en ningún caso en un día declarado inhábil por el Banco de España.

El operador del mercado publicará a los agentes el día N los cobros y pagos del horizonte de liquidación L.

Las liquidaciones diarias que se hubieran modificado como resultado de la resolución de incidencias, o por otros de los motivos recogidos en las presentes reglas, y que hubieran formado parte de un horizonte de liquidación previo, tendrán misma fecha de cobros y pagos que el horizonte de liquidación al que pertenezca el día hábil anterior al de su publicación.

Los cobros y pagos que correspondan a los agentes del mercado de acuerdo con la liquidación diaria provisional se considerarán a cuenta de la liquidación definitiva.

El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, los parámetros N, P y C.

55.2.2 Cobros y pagos de los intercambios con el sistema eléctrico francés.

Los cobros y pagos con los operadores del mercado designados en Francia correspondientes a la liquidación del flujo en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma se realizarán diariamente, de acuerdo con los procedimientos de cobros y pagos y en base al calendario de pago acordados con cada operador.

55.2.3 Costes derivados de la armonización de los ciclos de pagos.

El operador del mercado, en su función como contraparte central de los intercambios de energía con los sistemas eléctricos francés, portugués y marroquí, armonizará los desfases temporales entre los cobros y los pagos a través de la correspondiente financiación:

Los operadores del mercado, designados en España y en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, se harán cargo del 50 % del coste de la financiación requerida para hacer frente a los pagos entre ambos sistemas. El coste asignado al operador del mercado español se financiará con cargo a la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico español.

Asimismo, el coste de la financiación necesaria para cubrir el desfase entre el IVA soportado y el IVA repercutido por el operador del mercado derivado de su actuación como contraparte central de las exportaciones, importaciones e intercambios intracomunitarios en el mercado, se financiará con cargo a la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.

55.3 Características de las notas agregadas de cargo y abono.

55.3.1 Publicación de la nota agregada de cargo y abono.

El operador del mercado, el día N, publicará a los agentes del mercado que hubieren actuado como compradores o vendedores, a través de los Sistemas de Información del Operador del Mercado, y firmadas electrónicamente, las notas agregadas de cargo y abono, que indicarán el importe neto a pagar o cobrar resultante de la suma de las facturas correspondientes al mismo horizonte de liquidación así como el detalle de las facturas incluidas.

El operador del mercado publicará a los agentes del mercado su correspondiente nota agregada de cargo y abono en la que se hará constar, en su caso, lo siguiente:

- Nombre del agente.
- Fecha de vencimiento.
- Fecha y hora límite del pago.
- Cuenta del operador del mercado en la que se debe recibir el pago.
- Cuenta del agente en la que se efectuará el pago.

Asimismo, se incluirá el detalle de cada factura correspondiente a las liquidaciones diarias pertenecientes al mismo horizonte de liquidación, en concreto:

- Fecha de la liquidación diaria.
- Referencia a la factura emitida.
- Resultado de dicha factura.

Se indicará asimismo el importe total a pagar o cobrar resultado de la suma de dichas facturas.

La nota agregada de cargo y abono incluirá, asimismo, todas aquellas correcciones que pudieran surgir en el desarrollo habitual de los cobros y pagos, tales como intereses de demora o pagos en exceso, correcciones por movimientos en los saldos en efectivo que los agentes hubieran aportado, pagos anticipados, cantidades a retener de los derechos de cobro acreditados en el horizonte de liquidación previo para garantizar las obligaciones de pago del horizonte actual, o cualquier otro movimiento de efectivo que fuera necesario incluir en esta nota.

En particular el operador del mercado podrá integrar en la nota agregada de cargo y abono del mercado de cada agente el pago correspondiente a la financiación del operador del mercado que normativamente se determine. En caso de que los agentes estén representados en el mercado en nombre propio y por cuenta de terceros su obligación de pago en concepto de la retribución del operador del mercado se integrará en la nota

agregada de cargo y abono de su representante minorando el cobro o aumentando el pago del mismo.

55.3.2 Nueva publicación de la nota agregada de cargo y abono.

En ciertos supuestos, que se indican a continuación, el operador del mercado, previa notificación a los agentes, publicará una segunda versión de la nota agregada de cargo y abono con posterioridad al día N. Estos supuestos son los siguientes:

- Si el día de pagos, tras verificarse el incumplimiento en el pago de un agente se ejecutase la cesión de derechos de cobro otorgada por un tercero, éste último vería modificado el resultado indicado en la nota agregada publicada el día N. En este caso el operador de mercado publicará una nueva nota agregada al agente cedente en la que se incluirá el resultado de la ejecución de la cesión de derechos de cobro. Si el resultado de la nota agregada fuera un cargo, el agente deberá proceder a abonarlo en la cuenta del operador del mercado inmediatamente. En caso de que el día de pagos no se haya efectuado el pago, se procederá a actuar tal como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

- Si el día de pagos se produce una situación de impago, el prorrateo se llevará a cabo en proporción a las notas de abono de cada agente acreedor sin tener en cuenta, en su caso, la consolidación de las notas de cargo o abono.

Si se produce el impago de un grupo empresarial que consolide sus notas de cargo o abono, el Operador del Mercado dispondrá la ejecución de las garantías prestadas necesarias para cubrir la deuda.

Si como consecuencia del prorrateo, la nota consolidada de un grupo empresarial resulta deudora, el Operador del Mercado procederá a emitir una nueva nota de cargo que el agente deberá hacer efectiva de forma inmediata. Si no lo hiciera se procederá a actuar tal y como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

- Cualquier otro motivo que obligue al operador del mercado a modificar los datos inicialmente publicados, tales como embargos sobre derechos de cobro por parte de la agencia tributaria u otros organismos.

55.4 Consolidación de cobros y pagos.

En los casos contemplados en las presentes reglas en los que se expidan dos o más facturas al mismo agente del mercado por razón de distintas actividades, considerando que estas facturas corresponden a un mismo CIF, las notas de abono o cargo agregadas podrán consolidarse en una de ellas, que será la que indique el propio agente. El operador del mercado incluirá en la nota agregada de cargo y abono de dicho agente el conjunto de notas de abono y cargo diarias emitidas al agente en el horizonte de liquidación.

Los agentes del mercado que pertenezcan a un mismo grupo empresarial podrán consolidar en una sola nota agregada de cargo o abono las notas correspondientes a todas las empresas del grupo.

El conjunto de empresas que compongan el grupo empresarial deberán enviar al operador del mercado un documento solicitando la compensación de los cobros y pagos de todas ellas, firmado por personas con poderes suficientes. En dicho documento se indicará en qué empresa se desea consolidar las notas de cargo o abono. En aquellos casos en los que la nota resulte acreedora, el pago se efectuará en la cuenta correspondiente a la empresa en la que se consoliden los pagos.

A los efectos de definir los agentes pertenecientes a un mismo grupo empresarial se estará a lo dispuesto en el artículo 42 del Código de Comercio.

55.5 Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores.

El agente del mercado deberá ingresar la cantidad que le corresponda abonar incluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido que esté establecido en cada momento. Asimismo, deberá abonar cualquier otro tipo de impuesto o recargo a que resulte

legalmente obligado y, en especial y en su caso, el Impuesto Especial sobre la Electricidad mencionado en la Regla de «Cuotas e impuestos aplicables». Los gastos derivados de los pagos serán por cuenta del agente.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10 horas de la fecha de pagos P indicada en la Regla de «Cobros y pagos». El pago deberá realizarse en la cuenta designada por el operador del mercado. El operador del mercado podrá habilitar otros procesos de pago, tales como la domiciliación o el pago contra tarjeta de débito, siempre que estas soluciones garanticen la seguridad del pago.

Los agentes aceptan que todo pago emitido para cubrir las obligaciones contraídas en cada horizonte de liquidación tiene carácter irrevocable.

El comprador no se liberará de su obligación de pago sino cuando éste sea ingresado en la cuenta del operador del mercado. La cantidad adeudada, en su caso, minorará a prorrata los derechos de cobro de los vendedores, procediendo el operador del mercado a realizar la correspondiente regularización una vez saldada la deuda.

En caso de que no se haya producido un impago, la obligación de pago quedará liberada no más tarde de la hora establecida en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los agentes deudores podrán efectuar un único pago a cuenta, parcial o total, previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono, si bien, para que éste sea tenido en consideración por el operador del mercado en la emisión de dicha nota, el agente deberá notificar a través del Sistema de Información del Operador del Mercado su realización. Una vez se compruebe que el ingreso figura en la cuenta del operador del mercado, se aceptará la notificación del agente y, se incluirá en la nota agregada de cargo y abono. En cualquier caso, las obligaciones de pago no se liberarán hasta el propio día de pagos una vez se compruebe que el ingreso ha sido realizado. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la notificación del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Para facilitar la rápida identificación, los agentes deudores ordenantes de las transferencias bancarias deberán:

- Incluir en éstas el código de empresa-actividad que consta en la base de datos del operador del mercado.
- Realizar el pago semanal mediante una única transferencia con el fin de agilizar la conciliación bancaria (o bien en dos transferencias si el agente ha optado por realizar un pago anticipado previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono semanal). En caso no cumplir con dicho requerimiento el agente deberá abonar al operador del mercado 25 euros por cada transferencia adicional realizada. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo.

55.6 Derechos para los agentes del mercado que resulten como vendedores.

El operador del mercado cursará instrucciones al banco o caja de ahorros en la que se mantenga la cuenta de tesorería sobre la realización de los pagos, en favor de los vendedores que hubieren participado en el mercado de producción de energía eléctrica durante el horizonte de liquidación de que se trate. El operador del mercado emitirá los pagos a los agentes acreedores en la cuenta que éstos comuniquen.

Los datos de la cuenta bancaria para cobros sólo podrán ser comunicados y modificados mediante solicitud a través del Sistema de Información del Operador del Mercado por persona con permisos suficientes, siendo aceptada por el operador del mercado si los datos de la cuenta bancaria son completos y no contienen errores. Se admitirá, si el agente lo desea, que el titular de la cuenta no sea el propio agente. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

El día en que deberá realizarse el abono será el día de cobros C definido en la Regla de «Cobros y pagos» para los agentes del mercado que resulten acreedores.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor indicado en el párrafo anterior.

Dicho pago incluirá el Impuesto sobre el Valor Añadido que el agente del mercado debe repercutir, y cualquier otro impuesto de cualquier carácter que la legislación en vigor le obligue a gestionar.

55.7 Cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos.

El operador del mercado, designará una cuenta de tesorería en una entidad financiera de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes reglas.

Esta cuenta será de titularidad del operador del mercado, que únicamente podrá ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las liquidaciones resultantes en el mercado de producción de energía eléctrica y la gestión de garantías, en los términos de los apartados anteriores.

El operador del mercado podrá asignar cuentas bancarias virtuales independientes a cada uno de los agentes, vinculadas a la cuenta de tesorería designada por el operador del mercado, a los efectos de facilitar la conciliación bancaria de los pagos realizados por los agentes deudores. El operador del mercado, en dicho caso, procederá a comunicar previamente a cada agente los datos identificativos de su cuenta bancaria virtual para que éstos los consideren al emitir sus pagos al operador del mercado. Este procedimiento se desarrollará mediante instrucción del operador del mercado.

55.8 Régimen de impagos e intereses de demora.

En el supuesto de impago, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor vendrá obligado al pago de una penalización. Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente, tal y como se determina a continuación.

Si a las 11 horas de la fecha de pago el banco del operador del mercado no ha recibido notificación firme de la ejecución del pago emitirá un certificado, indicando el agente y el importe incumplido. Tras recibir esta notificación el operador del mercado aplicará una penalización fija a cada agente incumplidor de 300 euros y ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla 55.9 de «Criterios de actuación frente a incumplimientos»:

1. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, el operador del mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.

2. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro por el operador del mercado de la cantidad adeudada:

Se minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten acreedores en el horizonte de liquidación, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes. Dicha minoración no afectará en ningún caso a la liquidación correspondiente a los operadores del mercado designados en Francia o entidad habilitada por éstos.

La cantidad adeudada devengará intereses por los días de demora al tipo EONIA más cientos puntos básicos, con un mínimo de 200 euros, a cargo del agente moroso.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E + \max[E \cdot i \cdot P / 360; 200] + 300$$

Siendo:

D: Cantidad adeudada incluidos intereses de demora y la correspondiente penalización por incumplimiento.

E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos intereses de demora.

i: tipo de interés de demora.

P: Periodo de liquidación de intereses.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día (Euro OverNight Index Average-EONIA) más tres puntos porcentuales.

Una vez saldada la deuda, el operador del mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los vendedores según lo establecido en los apartados anteriores.

Los importes correspondientes a los intereses de demora serán de aplicación siempre que el impago provoque la aplicación de prorrateos de la cantidad impagada entre los agentes acreedores y esto suponga un retraso en el cobro de estos últimos. Los prorrateos se realizarán a primera hora del día de cobros tras el proceso de retención de derechos de cobro descrito en la Regla de «Características de las notas agregadas de cargo y abono», salvo cuando los cobros y pagos se realicen el mismo día, en cuyo caso los prorrateos se realizarán como tarde a las 12h 30 de la mañana.

Con independencia de lo anterior, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.

55.9 Depósito en efectivo para pagos.

El agente que lo desee, como forma alternativa al pago por transferencia bancaria, puede realizar previamente un depósito en efectivo en la cuenta bancaria designada por el operador del mercado para realizar los cobros y pagos, y solicitar que los pagos por debajo de cierto umbral se efectúen con cargo a dicho depósito.

Asimismo, el agente puede solicitar que los abonos inferiores a un determinado umbral se consideren como un ingreso en el depósito en efectivo.

55.10 Calendario de cobros y pagos.

Cada año, y tras publicarse los días festivos nacionales y de la Comunidad Autónoma de Madrid, el operador del mercado presentará a los agentes del mercado un calendario de pagos para el siguiente ejercicio, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del siguiente año. Este calendario deberá detallar las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago correspondiente a cada horizonte de liquidación. El operador del mercado se reserva el derecho de modificar estas fechas, siempre y cuando exista un preaviso de al menos un mes, si mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, se decidiera modificar el plazo de cobros y pagos semanales.

55.11 Prenda sobre derechos de cobro.

Los agentes del mercado que otorguen en prenda los derechos de cobro por sus ventas en los mercados diario e intradiarios a entidades acreedoras a través de la cuenta del mercado, podrán notificarlo al operador del mercado, que lo tendrá en consideración siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La solicitud de cuenta en prenda se efectuará por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado sobre la cuenta que el agente tiene dada de alta en el mercado.
- La solicitud deberá ir acompañada de envío de documento al efecto según el modelo que publique el operador del mercado, y deberá ser firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

El establecimiento de prenda sobre la cuenta bancaria del agente tendrá para el operador del mercado dos efectos:

1. La posterior modificación de los datos de la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

2. La retirada de prenda sobre la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

La aceptación de cuenta en prenda no supone para el operador del mercado obligación de abono en dicha cuenta del saldo acreedor del agente, en su caso, por las ventas en el mercado, sino que prevalecerán las reglas relativas a la representación, de tal modo que los abonos por las ventas del agente en el mercado a través de un representante que actúa en nombre propio y por cuenta del agente se efectuarán en la cuenta del representante.

El operador del mercado queda eximido en el momento de su recepción y posteriormente, de cualquier responsabilidad respecto de comunicaciones de prendas que resulten improcedentes, entre otras consideraciones y a título enunciativo, debido a que en dicho momento el deudor pignoraticio no sea agente del mercado o esté representado por un agente del mercado en nombre propio.

Regla 56.^a *Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado.*

56.1 Constitución de garantías.

Los agentes del mercado que puedan resultar deudores como resultado de sus operaciones de compra en el mercado de producción de energía eléctrica, deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, de tal modo que se garantice a los acreedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio de la misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla de «Cuotas e impuestos aplicables», y como máximo en el siguiente día que se produzca la liquidación del periodo correspondiente.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del mercado por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado de producción.

56.2 Sujetos que deben prestar garantías en el mercado.

El titular de las garantías deberá ser el propio agente, si acude al mercado en nombre y por cuenta propia.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el propio agente a todos los efectos.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre propio y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el representante a todos los efectos.

56.3 Mantenimiento de garantías.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado de producción siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mismo.

56.4 Cobertura de las garantías.

La garantía que debe prestar cada agente responderá, sin limitación alguna, conforme a lo establecido en las presentes reglas, de las obligaciones que asuma en virtud de sus adquisiciones de energía eléctrica en el mercado de producción, así como de cualquier otra obligación ante el operador del mercado en relación con su actuación en el mercado.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos vigentes y cuotas fueran exigibles a los agentes en el momento del pago por sus adquisiciones en el mercado de producción de energía eléctrica.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas con clientes, personas o entidades distintas de los agentes que actúen como vendedores en el mercado de producción. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes y por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos que se concluyan al margen del citado mercado de producción.

56.5 Tipos de garantías.

Los agentes del mercado, si desean participar en los mercados, deberán presentar:

- Una garantía de operación para cubrir el valor de las ofertas de compra de las unidades de las que el agente es titular, siempre que la oferta la realice directamente el titular o su representante en nombre y por cuenta ajena, y el valor de las ofertas de compra de las unidades a las que represente en nombre propio.

La insuficiencia de esta garantía impedirá al agente participar en el proceso de casación correspondiente.

Asimismo, los agentes del mercado están obligados a prestar las siguientes garantías:

- Una garantía de crédito que responderá de las obligaciones de pago devengadas y no pagadas. Esta garantía de crédito no será fijada «a priori» por el operador del mercado sino que se calculará una vez se conozca el resultado de la liquidación. Los agentes que hayan aportado una garantía de operación que haya permitido la casación de su oferta, tendrán cubierta la garantía de crédito requerida como resultado de la liquidación de dicha transacción mediante la conversión automática en garantía de crédito de la parte de garantía de operación que resulte necesaria.

- Una garantía complementaria, exigible a los agentes en aquellos supuestos en que, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado, el operador del mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía de operación, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto, el operador del mercado podrá solicitar a una compañía de «rating» la calificación del riesgo del agente que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía complementaria con coste repercutible al agente afectado.

El Comité de Agentes del Mercado podrá solicitar en cualquier momento que se le informe de las garantías exigibles a un agente y de las garantías aportadas.

56.6 Formalización de las garantías.

56.6.1 Instrumentos de formalización de garantías.

La formalización de las garantías deberá realizarse a favor del operador del mercado mediante los siguientes instrumentos:

a) Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los cobros y pagos, según se establece en la Regla de «Cuenta designada por el Operador del Mercado para la realización de los abonos y pagos».

El depósito en efectivo se tramitará como una transferencia a la citada cuenta.

b) Aval de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito residente en España o sucursal en España de entidad no residente, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del operador del mercado, y depositado en la entidad bancaria, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador puedan oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de un día hábil en la plaza de Madrid siguiente al momento en que requiera el pago del avalista.

c) Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía de una entidad residente en España o sucursal en España de entidad no residente. Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado, tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones de pago en el mercado de producción, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de crédito y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía complementaria.

d) Cesión de los futuros derechos de cobro pendientes de pago del mercado de producción, que el agente que resulte acreedor como resultado de sus ventas de energía eléctrica haga en favor de los agentes deudores. La cantidad reconocida y, por tanto, válida para formalizar las garantías exigidas, será el valor que se establece en la Regla de «Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros».

Todo agente, por defecto, se cederá a sí mismo sus derechos de cobro. En el caso de que desee cederlos a terceros, deberá presentar ante el operador del mercado documento al efecto cuyo modelo se encontrará disponible en la «Guía de Acceso al Mercado».

Toda cesión de derechos de cobro llevará implícita la autorización del agente cedente de la retención de derechos de cobro acreditados en un horizonte de liquidación, si fuera necesario, como garantía de las obligaciones de pago del horizonte siguiente hasta la hora establecida en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes» para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías». Dichas cantidades retenidas se convertirán en una garantía en efectivo del agente receptor el día de cobros. Asimismo, los derechos de cobro de un agente en el mercado diario del primer día del horizonte se consideran válidos como garantía de las compras de todos los mercados intradiarios que afecten a días del horizonte anterior cuyas sesiones tengan lugar con posterioridad.

En caso de que un agente ceda derechos de cobro a terceros, deberá indicar el porcentaje de los mismos que asigna a cada receptor a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. En tal caso el propio agente deberá indicar qué porcentaje de sus derechos de cobro destina para sí mismo. Los cambios que se produzcan en dichos porcentajes no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

e) Certificado de Seguro de Caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en España o sucursal en España de entidad no residente, autorizada por la Dirección General de Seguros y que no pertenezca al grupo del tomador del seguro, a favor del operador del mercado, como asegurado, en que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el tomador del seguro. En particular, la falta de pago de la prima no dará derecho a la aseguradora a resolver el contrato ni este quedará extinguido, ni la cobertura

de la aseguradora suspendida, ni ésta liberada de su obligación caso de que se produzca el incumplimiento en el pago por parte del tomador del seguro.

Los modelos válidos de aval, certificado de seguro de caución, línea de crédito y cesión de derechos de cobro se encontrarán disponibles en la «Guía de Acceso al Mercado». El operador del mercado no admitirá ninguna modificación al texto de los mismos.

El operador del mercado rechazará garantías o incrementos de las mismas cuyo importe sea inferior a 1.000 euros.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de un día hábil, en la plaza de Madrid, siguiente al momento en que requiera el pago del asegurador.

El operador del mercado establecerá un método de formalización y comunicación de las garantías por medios electrónicos. El operador del mercado publicará la instrucción con el detalle del método de formalización admitido y el plazo para su implantación, que no será inferior a seis meses desde la fecha de publicación de dicha instrucción.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el operador del mercado dispondrá siempre del resto de la garantía debidamente formalizada para cubrir las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías documentales, el operador del mercado conservará siempre el original de las garantías presentadas, que podrá ser reducido en su importe por el avalista en la parte de las garantías que haya sido ejecutada.

El operador del mercado podrá imponer condiciones adicionales en la formalización de avales, líneas de crédito o seguros de caución si la entidad bancaria avalista o, en su caso, la entidad aseguradora no alcanza una calificación crediticia (rating) mínima - otorgada por al menos una de las siguientes agencias de calificación, Standard&Poors, Moody's, Fitch o DBRS - equivalente a la correspondiente otorgada por la misma agencia de calificación a la deuda del Reino de España, vigente en cada momento, menos un nivel. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A.M. Best.

La calificación crediticia podrá estar por debajo de la de la deuda del Reino de España menos un nivel siempre que como mínimo tenga una calificación «investment grade» otorgada por la misma agencia de calificación.

Las condiciones adicionales se desarrollarán mediante instrucción del operador del mercado.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con la condición anterior, o bien aquellos que dejen de cumplirla por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado podrá requerir, en su caso, a cada uno de los agentes que hayan formalizado dicha garantía, por medio que deje constancia fehaciente, su sustitución por otra garantía válida o el cumplimiento de las condiciones adicionales sobre la base del siguiente criterio:

- Garantías por debajo de la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles o sin calificación crediticia: deberá ser sustituido en 10 días hábiles.
- Garantías con la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles: deberá ser sustituido en el plazo de dos meses.

Cualquier modificación de una garantía ya prestada ante el operador del mercado se considerará como nueva a efectos de aplicación de esta regla.

El Operador del Mercado se reserva el derecho a rechazar nuevas garantías de entidades que, en caso de haber sido requeridas por el operador del mercado, no hubieran cumplido con los términos y condiciones establecidos en estas reglas.

El operador del mercado podrá establecer un cargo a los agentes que superen un número de movimientos de garantías en efectivo por periodo de tiempo. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo. Se aplicará una tarifa del 0,1%, con un mínimo de 25 euros, a cada movimiento de garantía (ingreso o devolución) que supere, o bien el cuarto movimiento en cada mes natural, o bien el sexto en los últimos dos meses.

56.6.2 Periodo de vigencia de las garantías.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado de producción en el momento en que éste lo solicite, siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mercado.

Los agentes deberán sustituir sus garantías formalizadas cuando estén próximas a su expiración siempre que dichas garantías estén siendo utilizadas como garantía de crédito. En caso contrario se actuará según se establece en la Regla de «Criterios de actuación frente a los incumplimientos».

A efectos del cumplimiento de las obligaciones de constitución de garantías ante el operador del mercado mencionada en el párrafo anterior, la garantía constituida produce efectos desde su aceptación por el operador del mercado hasta el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía, sin perjuicio de que se mantengan todos los derechos y facultades del operador del mercado hasta la mencionada fecha de expiración.

56.6.3 Comunicación de alta, baja o modificación de garantías.

Los agentes solicitarán al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, cualquier alteración de sus garantías, tanto si son en efectivo, como si lo son a través de cualquier documento bancario o de entidad aseguradora.

En caso de alta o modificación al alza, el operador del mercado procederá a su aceptación una vez verificado que los datos de la solicitud coinciden con las garantías efectivamente aportadas por el agente.

En caso de solicitud de devolución o modificación a la baja, sólo se aceptará si dicha garantía es excedentaria. El operador del mercado procederá a tramitar la misma una vez se haya aceptado la solicitud.

Es condición imprescindible para la aceptación de cualquier ingreso, modificación o devolución de las garantías prestadas ante el operador del mercado que la correspondiente solicitud sea formulada a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

56.7 Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución.

56.7.1 Información de garantías puesta a disposición de los Agentes.

Para que los agentes conozcan en todo momento el importe de las garantías de crédito que en cada momento correspondan, y puedan estimar si disponen de suficientes garantías de operación para sus adquisiciones en el mercado, así como la vigencia de sus garantías, el operador del mercado, pondrá a disposición de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la siguiente información permanentemente actualizada:

- a) Balance de garantías, o garantía de operación, para las siguientes sesiones de mercado con la mejor información disponible hasta el momento.
- b) Parámetros para estimación de la cobertura de sus ofertas. Este valor es orientativo y no supone responsabilidad alguna del operador del mercado respecto de la suficiencia o no de garantías de operación del agente.
- c) Fecha de caducidad de las garantías formalizadas.

56.7.2 Balance de garantías.

El operador del mercado dispondrá del balance de garantías de cada agente actualizado en todo momento, como garantía de operación para ser considerado en las siguientes sesiones de casación de cada mercado, tanto en el momento de la inserción de ofertas como en las verificaciones previas a la casación.

El balance de garantías de un agente en un momento determinado se formará como suma de los siguientes asientos:

- a) Garantías presentadas y aceptadas por el operador del mercado.
- b) Facturas diarias de adquisición o, en su defecto, borradores (con valor negativo), acumuladas del agente en el horizonte actual o en el siguiente.
- c) Derechos de cobro del propio agente no cedidos a terceros o bien recibidos de un tercero cedente, como resultado de las facturas de venta o, en su defecto, borradores, acumulados en el horizonte actual o en el siguiente.
- d) Saldo neto deudor (con valor negativo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago acumulados, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta que el pago se considere efectuado.
- e) Saldo neto acreedor (con valor positivo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta la hora máxima para su consideración, que será la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».
- f) Cobros (con valor positivo) retenidos al agente del horizonte previo para cubrir obligaciones de pago del horizonte actual del agente al que se los cede hasta que dichos cobros se conviertan en una garantía en efectivo del agente beneficiario de los mismos el día de cobros.
- g) Anotaciones, con signo negativo, por el valor de las ofertas de compra incorporadas al proceso de casación del mercado diario o de alguna sesión de subasta del mercado intradiario en tanto dicho mercado no se liquide, según se establece en las Reglas de «Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario» y de «Verificación del cumplimiento de garantías».
- h) Importe de garantías reservado a la negociación en el mercado intradiario continuo, con signo negativo, incluyendo la reducción practicada en caso de que no existiese excedente suficiente.
- i) Importe de transacciones de adquisición y venta en el mercado intradiario continuo tras cada sincronización y en tanto no se incluyan en las facturas o borradores.

Los asientos que tengan origen en solicitudes de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, se aceptarán y tramitarán según los plazos establecidos en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los asientos de los puntos b) y c) se anotarán tan pronto como se realice la facturación tras cada casación de una sesión de mercado y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

A efecto de balance de garantías, la liberación de la garantía por el pago efectuado se realizará de acuerdo con lo establecido en la Regla de «Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores».

Los asientos de retención del cobro, en su caso, se anotarán en la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes» para la consideración del saldo acreedor del punto e).

56.7.3 Determinación de las garantías.

56.7.3.1. Garantías de operación y de crédito.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de las garantías de operación y de crédito que el sujeto podría necesitar en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación siendo responsabilidad del agente el disponer de las garantías apropiadas.

Dicha simulación permitirá, a los sujetos que lo deseen, formalizar dicho importe como garantía con antelación a su participación en el mercado, y sólo si dicho importe se tornase

insuficiente para cubrir las garantías de operación necesarias para sus ofertas, deberían aportar garantías adicionales.

El criterio para realizar dicha estimación será el siguiente:

Sea:

CA_dn = Previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición.

VP_dn = Previsión de ventas en el mercado diario en N días con unidades de producción.

CA_in = Previsión de compras en el mercado intradiario en N días con unidades de adquisición. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

VA_in = Previsión de ventas en el mercado intradiario en N días con unidades de adquisición. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

CP_in = Previsión de compras en el mercado intradiario en N días con unidades de producción. Esta previsión debe tener en cuenta el posible fallo de las instalaciones, los desajustes respecto del PDBF.

VP_in = Previsión de ventas en el mercado intradiario en N días con unidades de producción. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

N = n° de días comprendidos en el horizonte de liquidación más los días adicionales hasta el pago más 1 día.

P_d = Precio medio aritmético del mercado diario en los 30 días anteriores al día de cálculo.

P_i = Precio medio aritmético del mercado intradiario en los 30 días anteriores al día de cálculo.

IEE = Impuesto de la electricidad, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de «Impuesto Especial sobre la Electricidad».

IVA = Impuesto del Valor Añadido, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de «Impuesto del Valor Añadido».

GC = Garantía de crédito.

GMIC = Volumen de garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización.

Se calcula el valor:

$$PA = (CA_{d}n * P_{d} + (CA_{i}n + CP_{i}n) * P_{i}) * (IEE + 1) * (1 + IVA) + GMIC.$$

$$PV = (VP_{d}n * P_{d} + (VA_{i}n + VP_{i}n) * P_{i}) * (IEE + 1) * (1 + IVA).$$

La estimación de garantías de crédito máximas del agente será.

$$GC = PA,$$

y si se cede sus derechos de cobro a sí mismo, será:

$$GC = \text{Max}(PA - PV, 0).$$

P_{ins} = Precio máximo al que el agente espera ofertar sus compras.

E_{ofn} = Energía máxima de compra que el agente espera ofertar para las sesiones de mercado diario o intradiario de un día.

GO = Garantía de operación.

Las garantías de operación del agente serán:

$$GO = E_{ofn} * P_{ins} * (IEE + 1) * (1 + IVA).$$

El total de garantías será GC+GO.

56.7.4 Cesión de derechos de cobro.

Los agentes del mercado podrán efectuar la cesión de sus derechos de cobro del mercado de producción como garantía de las obligaciones de pago de cualquier agente del mercado tal y como se establece en la Regla de «Formalización de garantías».

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de derechos de cobro cedibles del sujeto en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación que no compromete al operador del mercado respecto de su veracidad.

Dicha simulación permitirá, a los propios agentes, y a aquellos a favor de los cuales se haya formalizado documento de cesión de derechos de cobro, estimar las garantías a aportar descontando dicho importe.

El derecho de cobro estimado para el agente será el valor PV calculado en la Regla de «Garantías de operación y de crédito».

56.7.4.1. Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros.

Los derechos de cobro que un agente del mercado puede ceder a otro agente y que se considerarán válidos para la constitución de garantías serán los que consten en las facturas de venta o borradores de las mismas que aún no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo del correspondiente horizonte de liquidación.

En el balance de las garantías se tendrán en cuenta los derechos de cobro resultantes de las liquidaciones del mercado de producción de un agente como instrumento válido y eficaz de garantía de un tercero.

56.8 Gestión de las garantías.

El operador del mercado será el responsable de la gestión de las garantías prestadas, en interés de los agentes del mercado tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El operador del mercado deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

56.9 Criterios de actuación frente a los incumplimientos.

Se consideran los siguientes tipos de incumplimiento:

1. Incumplimiento por demora en el pago.

En caso de que algún agente del mercado de producción de energía eléctrica incumpliera, en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones llevadas a cabo en el mercado de producción de energía eléctrica, el operador del mercado ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del agente del mercado incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 86 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

En el caso de que transcurrido el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía ésta no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los

cinco días hábiles siguientes, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con los requisitos establecidos, o bien aquellos que dejen de cumplirlos por una rebaja sobrevinida de su calificación, el operador del mercado requerirá su sustitución por otra garantía válida en el plazo de diez días hábiles.

Si la entidad avalista o aseguradora fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este punto, dentro de los siete días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca el cambio en la situación de la entidad avalista o aseguradora.

Si transcurrido el plazo establecido en los dos párrafos anteriores, las garantías no se hubieran sustituido, se ejecutarán en la cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de garantías del incumplidor.

La ejecución de la garantía por cualquiera de los motivos recogidos en este punto conllevará el pago de una penalización del 0.01 % de la cantidad ejecutada, con un mínimo de 300 euros, que se abonará al operador del mercado. Dichos valores podrán modificarse mediante instrucción del operador del mercado.

56.10 Impago no cubierto por garantías.

En el supuesto de que se produzca el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un agente de conformidad con lo dispuesto en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora», cuarto párrafo, y no resulte cubierto por las garantías prestadas por el mismo, el operador del mercado informará a los agentes afectados del agente incumplidor y de la cantidad repercutida a cada uno de ellos, que se calculará repartiendo a prorrata la cantidad adeudada entre los derechos de cobro de los agentes que han resultado acreedores en el horizonte de liquidación y se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido por el ordenamiento jurídico, en nombre y representación de los agentes afectados. El incumplidor quedará obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados a los agentes afectados por tal incumplimiento.

56.11 Falta de constitución o falta de actualización de las garantías.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de cualquier agente en el mercado de producción de energía eléctrica de cualquiera de las garantías previstas en estas reglas, se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el operador del mercado procederá a cerrar en el mercado las transacciones efectuadas en que haya intervenido el incumplidor.

CAPÍTULO UNDÉCIMO

Reglas finales

Regla 57.^a *Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación.*

57.1 Secuencia de operaciones del mercado diario.

A continuación, se establece la secuencia de las operaciones del mercado diario, donde las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

a) Antes de las 10:30 horas, el operador del sistema español habrá puesto a disposición del operador de mercado las nominaciones notificadas de uso de derechos de capacidad en la frontera con el sistema eléctrico francés previas a la subasta diaria de los

derechos físicos de capacidad, a tener en cuenta por el operador del mercado en el proceso de validación de ofertas.

b) Antes de las 10:30, el operador del sistema español habrá puesto a disposición del operador de mercado las asignaciones de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés de los derechos físicos de capacidad a tener en cuenta por el operador del mercado en el proceso de validación de ofertas, en caso de que dichas subastas explícitas diarias se celebren.

c) Antes de las 10:30 horas, los operadores del sistema habrán puesto a disposición del operador del mercado la información sobre:

– La mejor previsión de la demanda, referida a meses completos y publicada en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.

– La situación de la red de transporte y las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción o adquisición de energía eléctrica.

– La capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, con un horizonte semanal, con valores horarios.

– La capacidad disponible de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, para el día siguiente, para su consideración en el proceso de casación del mercado diario.

– Las ejecuciones de contratos bilaterales nacionales con entrega física o con unidades de programación genérica, de que dispongan, para poder validar correctamente los máximos disponibles de unidades de oferta.

Esta información se pondrá a disposición de los agentes del mercado en lo que afecte a sus unidades de venta y adquisición.

La información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento, hasta el instante de cierre de aceptación de ofertas del mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

La información sobre capacidad en las interconexiones internacionales podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento hasta las 11:40 horas para su consideración en el mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

d) Antes de las 10:30 el operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado la información sobre:

– Las ejecuciones de contratos bilaterales a través de las fronteras internacionales del sistema ibérico con sistemas externos, de que disponga, previo acuerdo entre los operadores del sistema implicados.

e) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta hasta cinco (5) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

f) El operador del mercado realizará el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación a la recepción de las ofertas y solución de las mismas, en caso de que la reclamación sea atendible, y pueda subsanarse en tiempo útil.

g) A las 12:00 horas, el operador del mercado cerrará el periodo de recepción y validación de las ofertas de compra y de venta realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario.

h) A partir de las 12:00 horas, y una vez realizado el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación de ofertas, se procederá a iniciar el proceso de la casación, salvo que se determine en el mencionado proceso de análisis que es preciso prolongar el periodo de aceptación de ofertas por alguna causa justificada.

i) Durante el proceso de preparación de ofertas para la casación, se realizarán las validaciones definidas en las presentes reglas, incluyendo la comprobación de la existencia de garantías que respalden económicamente cada oferta presentada. En caso de no ser superadas las mencionadas validaciones, se procederá a la anulación de la oferta correspondiente, que no será a partir de entonces considerada en el proceso de casación.

j) Una vez efectuadas las validaciones anteriores, se ejecutará la casación de las ofertas presentadas con el algoritmo Euphemia.

k) Antes de las 13:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema y de los agentes el resultado provisional del proceso de casación con la confidencialidad correspondiente. Simultáneamente se pondrá a disposición de los agentes la información correspondiente a sus unidades de venta y adquisición.

l) Los agentes del mercado dispondrán de diez (10) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado provisional del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso. Igualmente, los operadores del sistema podrán plantear, antes de transcurridos 10 minutos desde la puesta a disposición de los operadores del sistema del resultado provisional del proceso de casación, la existencia de una de las incidencias establecidas por los operadores del mercado al resultado de la casación.

m) Antes de las 13:00 horas, en caso de haber sido confirmados los resultados de la casación del mercado diario por todos los operadores del mercado, estos serán firmes.

n) El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de las 14:00 horas de cada día los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente, así como el resultado del proceso de entrega física.

o) Antes de las 14:00 horas el operador del mercado comunicará a los agentes, en su caso, la existencia de alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla de «Alteraciones al horario».

p) Antes de las 13:30 horas, una vez realizado el proceso de incorporación de las energías declaradas por los agentes como contratos bilaterales a los operadores del sistema, éstos comunicarán al operador del mercado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

q) En el caso de que fuera necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que, a consecuencia, el Programa Base de Casación (PDBC) no resulte coherente con el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los operadores del sistema repetirán el procedimiento de incorporación de energías de contratos bilaterales físicos para generar un nuevo Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), tomando como base el nuevo Programa Diario Base de Casación (PDBC).

r) Antes de las 14:45 horas, los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, informando el operador del mercado a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.

57.2 Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios.

Independientemente del proceso de casación del mercado diario se realizarán las sesiones del mercado intradiario de subastas y el mercado intradiario continuo.

Al finalizar cada una de las sesiones del mercado intradiario de subastas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el resultado de la casación, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición. Al finalizar de cada sesión, los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado y a los agentes del mercado, el Programa Horario Final (PHF).

La secuencia de los procesos en cada sesión del mercado intradiario de subastas será la siguiente:

Se abrirá el periodo de recepción de ofertas de cada subasta según dicho horario y con la única condición de la publicación previa del Programa Horario Final (PHF) correspondiente a la anterior sesión de subasta del mercado intradiario, y en el caso de la primera sesión, condicionada su apertura de recepción de ofertas a la publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y su cierre y casación a la publicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) correspondiente al día siguiente.

Los horizontes de programación de cada sesión intradiaria, así como las horas de apertura y cierre de cada sesión de subasta se detallan en el anexo 1 de las presentes reglas.

Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta, que se produce en el momento de recepción de las mismas, hasta cuatro (4) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

El operador del mercado dispondrá de siete (7) minutos desde el cierre de recepción de ofertas, para publicar el resultado provisional del proceso de casación; pendiente de reclamaciones o incidencias, según lo que se indica en el punto siguiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación de los mercados intradiarios una vez finalizado el periodo de reclamaciones.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de un (1) minuto a partir de la puesta a disposición del resultado del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. En el caso de no recibirse reclamaciones transcurrido dicho periodo, y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el resultado de la casación devendrá firme. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso.

En caso de que exista alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación, el operador del mercado podrá comunicarlo hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de programación de la sesión correspondiente. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en las presentes reglas, retrasando la apertura del mercado intradiario continuo.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final (PHF) y lo comunicarán al operador del mercado.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente se hará en condiciones de operativa normal a partir de la hora indicada en el anexo 1 de las presentes reglas, y condicionado siempre a la publicación previa del Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) por los operadores del sistema. A partir de dicho momento, los agentes de mercado podrán participar en el mercado intradiario continuo para el horizonte completo del día siguiente.

Los agentes podrán reclamar, tanto el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta al mercado intradiario continuo como el resultado de las transacciones propias del mercado intradiario continuo, una vez comunicado y hasta un (1) minuto después de formalizarse la recepción correcta de la oferta o de la transacción.

Durante la operativa normal, se detendrá la negociación en el mercado continuo, al cierre del periodo de recepción de ofertas de cada sesión intradiaria y únicamente para aquellos contratos comprendidos en el horizonte de la sesión, hibernando las ofertas que en ese momento estén presentes en el Libro de Ofertas en la Plataforma de Contratación Continua Europea e imposibilitando su casación en el mercado intradiario continuo hasta su reapertura, de forma que únicamente se permita la asignación de capacidad relativa a la interconexión España-Portugal durante la casación de la sesión de subasta intradiaria.

Una vez publicados los resultados de la casación y previa a la apertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas, en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

El orden de reactivación es el descrito en la Regla de «Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo».

Una vez finalizado este proceso y acorde a los tiempos descritos en el anexo 1, los contratos del mercado continuo que quedaron suspendidos de negociación con motivo de la sesión de subasta intradiaria volverán a habilitarse para negociación.

En caso de que exista alguna incidencia, el operador del mercado podrá comunicar los resultados correspondientes al periodo cuyo contrato acaba de finalizar su negociación hasta cuarenta (40) minutos antes del inicio del horizonte de su programación para ser tenidos en cuenta en los procesos de los operadores del sistema.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final Continuo (PHFC) y lo comunicarán al operador del mercado.

57.3 Alteraciones al horario.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los mecanismos que integran el procedimiento de casación de los mercados diario e intradiarios, o bien se presenten reclamaciones por parte de los agentes que impliquen la repetición de cualquier parte de los procesos, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritos en el anexo 1, siendo de aplicación los mecanismos de emergencia del operador de mercado y/o los acordados con los operadores del sistema, según corresponda. El operador de mercado por su parte, realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema a la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los procesos de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritos en el anexo 1, y realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el caso de incidencias en cualquiera de los procesos encomendados a los operadores del sistema, éstos podrán modificar el horario de la secuencia en las operaciones posteriores al establecimiento del Programa Diario Base de Casación (PDBC), para lo que adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información sobre el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) que debe proporcionarse a los agentes, en relación con sus unidades de adquisición y producción, esté a disposición de éstos y del operador del mercado antes de la hora límite establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario». En caso de que esto no fuera posible adoptarán sus mejores esfuerzos para que dicho programa viable esté a disposición del operador del mercado y la información correspondiente a los agentes a la disposición de éstos con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del mercado.

Cuando se dé esta situación, o la existencia de incidencias en los procesos del operador del mercado, y sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) o el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) para la primera sesión de subasta intradiaria, o bien el Programa Horario Final (PHF) para el resto de sesiones, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas, o bien realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor, o modificar los horarios de negociación del mercado intradiario continuo. La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Cuando por problemas en los procesos de los operadores del sistema y/o del operador de mercado sea previsible un retraso sobre la hora establecida para la generación o integración de los resultados de las sesiones de subasta intradiarias y se alcance la hora límite acordada, los operadores podrán tomar la decisión de no considerar el resultado de la casación del mercado intradiario de subastas para la primera o primeras horas del periodo de programación. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible a los agentes del mercado mediante el medio que se establezca y que deje constancia de dicha comunicación.

Cuando por problemas en los procesos del operador del mercado sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el resultado de transacciones realizadas en cada ronda del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá tomar la decisión de retrasar la apertura de la contratación de contratos del mercado intradiario continuo, o modificar los horarios de negociación de las sesiones de subasta intradiaria. La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Sin perjuicio de lo anterior y en los casos en los que por problemas operativos algún operador del sistema no pueda recibir o procesar los resultados del mercado intradiario continuo (PIBCIC) dentro de la hora límite acordada, o bien sea imposible la entrega por parte del operador del mercado a los operadores del sistema de los resultados disponibles el operador del mercado enviará el PIBCIC a los operadores del sistema una vez solventado el problema que lo causó, pudiendo ocurrir dicho envío de forma posterior a la entrega física de la energía del periodo negociado. En estos casos, los operadores del sistema conjuntamente podrán tomar la decisión de anular las energías negociadas en la última ronda del mercado intradiario continuo correspondientes a la primera hora de entrega de energía. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible al resto de operadores y a los agentes del mercado mediante el medio que establezcan y que deje constancia de dicha comunicación.

57.4 Coordinación entre el operador del mercado y los operadores del sistema.

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la legislación vigente, ambos sujetos deberán suministrarse recíprocamente las informaciones que se relacionan a continuación a través de sus sistemas de información. Dicha información estará contenida en ficheros y su formato y comunicación serán definidos por ambos sujetos y puesto a disposición de los agentes del mercado.

El operador de mercado conjuntamente con los operadores del sistema español y portugués diseñará un mecanismo de emergencia para el intercambio de información entre operadores del sistema y el operador de mercado.

Toda la información a intercambiar se pondrá a disposición de la otra parte de acuerdo a los procedimientos acordados entre los operadores.

El operador del mercado realizará validaciones del formato y de la información contenida en los ficheros recibidos antes de proceder a su incorporación en el Sistema de Información del Operador del Mercado, de modo que si se detectan errores en ellos serán devueltos a su origen para su corrección.

Todo intercambio de información deberá incluir el correspondiente detalle explicativo del error detectado. El plazo durante el cual deberá enviarse el fichero corregido dependerá del fichero de que se trate, si bien tanto el operador del mercado como los operadores del sistema adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información esté disponible inmediatamente para los procesos de casación o proceso de tiempo real que la necesiten.

Para la información relevante intercambiada entre el operador del mercado y los operadores del sistema, independientemente del origen de esta, se establece un mecanismo de confirmación de validez de información para cada tipo de mercado. Los mecanismos establecidos serán los acordados entre el operador del mercado y cada uno de los operadores del sistema, y serán publicados por el operador del mercado en el documento «Proceso de confirmación de validez de información intercambiada entre el operador del mercado y los operadores del sistema en situación normal y de emergencia ante detección de errores». Este documento contendrá al menos los siguientes mecanismos:

- Mecanismo de confirmación de validez de la información en situación normal.
- Mecanismo de emergencia ante detección de errores en la información del mercado diario ya enviada y confirmada.

57.4.1 Información que deben suministrar los operadores del sistema al operador del mercado.

El operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM», acordado entre ambos operadores en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del sistema.

Igualmente, el operador del sistema portugués, pondrá a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del acuerdo de intercambio de información acordado entre ambos operadores.

Dentro de las validaciones que se efectuarán, además de las anteriormente indicadas, se comprobará que los programas enviados cumplen el equilibrio generación-demanda en cada periodo de programación. Se comprobará que los ficheros de programas corresponden a la acumulación del programa previo. Cualquier información relativa a la energía de una unidad, ya sea de adquisición o producción, se comprobará que está incluida entre el máximo y el mínimo declarado en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

La información enviada por los operadores del sistema será la que a continuación figura:

57.4.1.1 Mercado diario.

- Información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de las subastas previas a la subasta diaria de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.

- Información de las notificaciones de derechos de uso de capacidad de las subastas previas al mercado diario de unidades internacionales, en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.

- En caso de celebrarse, información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de producción. Esta información será enviada por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información.

– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada su información.

– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos internacionales y notificaciones de uso de derechos de capacidad. Esta información será enviada por los operadores del sistema en los siguientes instantes:

- Después del proceso de nominación previo al mercado diario, el operador del sistema español enviará las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos que crucen la frontera de Francia con España.

- Después del proceso de nominación previo al mercado diario, tan pronto como lo tenga disponible, y antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas para el mercado diario, los operadores del sistema, previo acuerdo entre ellos, enviarán las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos internacionales y las notificaciones del uso de derechos de capacidad, correspondientes, a efectos de poder validar la energía ofertada por las unidades de oferta que participan simultáneamente en las ejecuciones de dichos contratos bilaterales.

– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos nacionales. Esta información será enviada por los operadores del sistema correspondientes.

– Información relativa a las nominaciones de las ejecuciones de contratos bilaterales resultado de energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Información relativa a las energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Este fichero será el resultado de la suma al Programa Diario Base de Casación (PDBC) y de los contratos bilaterales comunicados antes del cierre de recepción de ofertas al mercado diario, y de los contratos bilaterales nacionales comunicados a los operadores del sistema después del cierre de recepción de ofertas al mercado diario.

57.4.1.2 Procesos de solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento.

– Programa Diario Viable provisional (PDVP). Este fichero será el resultado de la suma del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), las alteraciones al programa debidas a las restricciones técnicas y sus recuadros.

57.4.1.3 Programa diario viable definitivo.

– Programa Diario Viable definitivo (PDVD). Programa final resultante del mercado diario. Este programa coincidirá con el Programa Diario Viable provisional (PDVP).

57.4.1.4 Mercados intradiarios.

Información enviada en el momento en que se modifique la información:

– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cuando se modifique su información.

– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de venta. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

Información enviada antes de la apertura del proceso de aceptación de ofertas del mercado intradiario siempre que modifique su información respecto a la anterior sesión:

- Limitaciones a la posibilidad de ofertar a cada mercado intradiario:

Este fichero contiene las limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario, para cumplir los criterios de seguridad, de cada unidad de oferta separadamente. La información contenida en este fichero será coherente con la información contenida en el fichero de indisponibilidades.

En el caso de la primera sesión de subasta intradiaria, la información de limitaciones podrá ser recibida hasta la recepción del PDVD correspondiente. Para el mercado intradiario continuo, la hora límite de aplicación y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

- Limitaciones zonales al resultado de la casación:

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado limitaciones zonales a un conjunto de unidades de venta o adquisición para ser consideradas en el proceso de casación.

El procedimiento utilizado para la comunicación, de al menos los ficheros correspondientes a las indisponibilidades, y a las limitaciones a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario, deberá ser tal que permita asegurar a los operadores del sistema que el fichero ha sido validado y recibido por el operador del mercado, conforme a la hora del Sistema de Información del Operador del Mercado. Así mismo el operador del mercado deberá poder tener constancia sobre el contenido y la hora de recepción de los ficheros.

Información enviada después de la casación de la sesión:

- Programa Horario Final resultado de cada sesión del mercado intradiario (PHF). Este fichero coincide con la suma del programa acumulado resultado de la casación.
- Anulación de horas en sesiones de mercados intradiarios. Este fichero contiene la información de las horas en sesiones de mercados intradiarios cuyas transacciones han sido anuladas por los operadores del sistema por no haber podido programarlas por alguna razón.

Información enviada en el mercado intradiario continuo:

- Programa Horario Final Continuo resultado de las transacciones de cada ronda en el mercado intradiario (PHFC). Este fichero incluye el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), el resultado de los sucesivos mercados intradiarios por subastas realizados por el operador del mercado y del resultado del mercado intradiario continuo.
- Anulación de las energías negociadas en una ronda específica del mercado intradiario continuo, correspondientes a una hora de entrega de energía.

57.4.1.5 Coordinación de la información de las unidades de producción y adquisición.

Cualquier cambio en la información asociada a los sujetos del sistema y a las unidades de programación gestionadas por los operadores del sistema que puedan afectar a los procesos de los mercados, deberá ser puesto a disposición del operador del mercado para que actúe en consecuencia. El procedimiento de comunicación de dicha información deberá ser acordado entre el operador del mercado y los operadores del sistema, fijando conjuntamente la fecha de entrada en vigor de los cambios considerados.

57.4.1.6 Información para liquidación de los ingresos de la separación de mercados.

El operador del mercado recibirá de los operadores de sistema la información, por periodo de programación, de las capacidades asignadas en subastas en la interconexión Portugal-España que no hayan sido nominadas, con indicación del titular al que

corresponden. Dicha información se recibirá dentro del proceso de comunicación de información para el mercado diario.

57.4.2 Información que debe suministrar el operador del mercado a los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la información necesaria para la realización de sus procesos de gestión mediante los métodos y formatos establecidos en la versión más actualizada del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OSs y OM», acordado entre el operador del mercado y ambos operadores del sistema en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ellos, y publicado por los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la siguiente información:

57.4.2.1 Mercado diario.

– Programa Diario Base de Casación (PDBC). Este fichero contiene el programa resultante de la casación del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Precios marginales del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Flujos en las interconexiones internacionales. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Ofertas del mercado diario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

– Orden de precedencia económica del mercado diario. Este fichero contiene la información relevante en cuanto a energías, precios e instantes de recepción de las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

57.4.2.2 Mercados intradiarios.

Para el mercado intradiario de subastas:

– Resultado incremental de la casación de cada mercado intradiario del Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI). Este fichero contiene la información resultado incremental de la casación del mercado intradiario, respecto al Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión o respecto al Programa Horario Final (PHF) de mercado anterior en el resto de sesiones.

– Precios marginales resultantes de cada sesión del mercado intradiario.

– Ofertas del mercado intradiario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación.

– Orden de precedencia económica de cada sesión del mercado intradiario. Este fichero contiene las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas ordenadas según los criterios establecidos en la regla correspondiente.

Para el mercado intradiario continuo:

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de las transacciones del mercado intradiario continuo, el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición de los operadores del sistema según se describe:

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo Previo provisional (PIBCIC_prev).

Se generará como resultado de la negociación, en unidades de oferta y unidades portfolio, al cierre de cada uno de los contratos negociados en el mercado intradiario continuo, sin tener en cuenta las desagregaciones de las unidades portfolio.

Dicho Programa Incremental Continuo previo provisional (PIBCIC_prev) contendrá el programa neto resultado de las transacciones de compra y venta realizadas hasta el momento del cierre por dichas unidades en el mercado intradiario continuo.

Dicho Programa Incremental Continuo previo provisional (PIBCIC_prev) será enviado con carácter informativo a los operadores del sistema, pero dicha información carecerá de carácter firme por parte del operador de mercado.

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo (PIBCIC).

Se generará como resultado de la negociación, en unidades de oferta y unidades portfolio, al cierre de cada uno de los contratos negociados en el mercado intradiario continuo inmediatamente después de su generación.

Dicho programa incremental contendrá por unidad de oferta y unidad portfolio, el programa neto resultado de las transacciones de compra y venta realizadas por dichas unidades en los periodos negociados en esa ronda en el mercado intradiario continuo, teniendo en cuenta las desagregaciones para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario.

En caso de que, para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario, no se haya desagregado en unidades de oferta toda la energía contenida en unidades portfolio, dichas unidades portfolio contendrán la diferencia entre la energía total asignada a la unidad portfolio y la desagregada correctamente en unidades de oferta.

La información contenida en el fichero PIBCIC tendrá carácter firme y definitivo.

57.4.2.3 Resultados de la liquidación.

– En cumplimiento del punto 1 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico, el operador del mercado facilitará al operador del sistema el resultado de la liquidación del mercado diario e intradiario que éste le requiera para su consideración en la liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear.

En cumplimiento de los puntos 1 y 2 de la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, el operador del sistema español y el operador del mercado se intercambiarán la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores del sistema eléctrico español.

En cumplimiento del apartado 2.2.a de la Resolución de 22 de mayo de 2018, del Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, para la elaboración de las estadísticas de intercambios de bienes entre Estados miembros (Sistema Intrastat), el operador del mercado facilitará al operador del sistema el valor de las exportaciones e importaciones resultantes de los mercados gestionados por el

operador del mercado que éste le requiera para su consideración la información a suministrar al Sistema Intrastat.

Regla 58.ª Régimen de la operación en el mercado.

Corresponde al OMI, Polo Español, S.A. (OMIE) como operador del mercado, la realización de todas las funciones necesarias para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, en especial, del mercado diario y de los mercados intradiarios y de sus correspondientes liquidaciones y, en general, las que le asignan las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

El operador del mercado ejercerá sus funciones cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el mercado de producción de energía eléctrica. Además, en la operación del mercado, actuará de acuerdo con lo establecido en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, y con los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los agentes del mercado actuarán en el mercado cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias, y de acuerdo con lo establecido en las presentes reglas, y en los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

A los efectos del cumplimiento de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado y, en especial, en esta regla, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la documentación asociada al Sistema de Información del Operador del Mercado, a utilizar por estos, así como las modificaciones y nuevas versiones que se publiquen.

El operador del mercado no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los agentes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y de los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado. Tampoco responderá el operador del mercado de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, incluyendo aquellas consecuencias derivadas de actuaciones que, en su caso, el operador del mercado pudiera realizar tras su aparición a efectos de intentar mitigar o resolver tales casos, ni de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

La habilitación del acceso a la plataforma de negociación del mercado intradiario continuo a través de una interfaz pública de mensajes, se hace a los únicos y exclusivos efectos de poner a disposición de los agentes un acceso mediante una herramienta desarrollada y gestionada por el agente solicitante de tal habilitación.

Tal habilitación no supone la asunción por el operador de mercado de ningún tipo de responsabilidad, incluyendo daños y perjuicios, directos o indirectos, independientemente de la previsibilidad de dichos daños y perjuicios, derivados del funcionamiento, uso, uso inapropiado o mal uso, manipulación, cambio, modificación o alteración, intencionado o no, de dicha herramienta por parte del agente, debiendo aceptar y cumplir el agente los Términos y Condiciones de dicha habilitación, fijados en cada momento por el operador del mercado.

58.1 Reclamaciones a los procesos del mercado, a las liquidaciones y a la facturación.

58.1.1 Notificaciones.

Cualesquiera notificaciones ajenas a la operación normal del mercado basada en el sistema de información, que deban hacerse por virtud de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado, lo serán en la dirección de las partes que figura en el encabezamiento del correspondiente contrato de adhesión. No obstante, las partes podrán variar el lugar de

recepción de las notificaciones por medio de la notificación que hagan a la otra con siete (7) días hábiles de antelación a que se produzca tal cambio.

Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

58.1.2 Presentación de reclamaciones al operador del mercado.

Los agentes del mercado podrán reclamar tanto el resultado de las validaciones como el resultado de los diferentes mercados, así como las liquidaciones, de conformidad a lo establecido en estas reglas en cada caso.

Las reclamaciones que presenten los agentes, integradas dentro de la secuencia de los procesos del operador del mercado, tendrán los efectos establecidos en las reglas correspondientes. Las demás reclamaciones serán igualmente contestadas por el operador del mercado, pero no tendrán los efectos anteriormente indicados.

El proceso de reclamaciones será el siguiente:

Las reclamaciones serán realizadas a través de la aplicación informática del sistema del operador del mercado destinada a esta función.

Las reclamaciones serán conocidas por todos los agentes, salvo aquellas que por su contenido de información sensible, el agente decida establecer como confidenciales. El agente reclamante en cualquier momento puede cambiar el grado de confidencialidad de una reclamación. El operador del mercado respetará el carácter de confidencialidad declarado en la reclamación, si bien puede solicitar que se justifique el mismo.

Adoptada por el operador del mercado la decisión procedente sobre las reclamaciones e informaciones recibidas de los agentes, continuará el proceso hasta su finalización, sin perjuicio de la reiteración de la reclamación por el agente interesado en momento posterior, con los efectos que correspondan.

Los agentes tendrán en todo momento acceso a las reclamaciones efectuadas por ellos mismos y a las declaradas como no confidenciales por el resto de los agentes.

El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará la fecha y hora de cada escritura sobre el texto de la reclamación, así como la identificación de quién la realizó.

El Sistema de Información del Operador del Mercado asegurará que ni el agente, ni el operador del mercado pueden alterar informaciones previamente introducidas en la reclamación.

El operador del mercado mantiene una vigilancia para la correcta participación de los agentes en el mercado. La utilización de estos mecanismos de control o vigilancia no implica exoneración por la realización de operaciones malas o indebidas por parte de los agentes.

58.2 Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes.

El operador del mercado publicará en el Sistema de Información del Operador del Mercado los siguientes horarios:

1. Recepción y registro de entrada de documentos de garantías y solicitudes.
2. Tramitación de las solicitudes de los agentes efectuados a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.
3. Hora máxima para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías».

Asimismo, publicará los plazos máximos de tramitación de las distintas solicitudes de los agentes efectuadas a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Regla 59.^a *Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado.*

1. Las Reglas de Funcionamiento del Mercado entrarán en vigor en la fecha establecida en la resolución del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital que las apruebe, en los términos establecidos en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y permanecerán vigentes con carácter indefinido sin perjuicio de las modificaciones a que se refiere esta regla, salvo que la ley o sus normas de desarrollo establezcan un término de duración para el mismo o dispongan su terminación.

2. Sin perjuicio de la capacidad de propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, corresponde al operador del mercado presentar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, para su aprobación, las propuestas de modificaciones a las Reglas de Funcionamiento del Mercado que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en sus normas de desarrollo.

El operador del mercado vendrá obligado a presentar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital propuestas de modificación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado en aquellos casos en que sea necesario para cumplir con lo que establezcan la ley o sus normas de desarrollo vigentes en cada momento, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De igual modo, el operador del mercado, por propia iniciativa y previo informe del Comité de Agentes del Mercado revisará las presentes reglas cuando resulte conveniente. El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días entendiéndose emitido transcurrido dicho plazo. De igual modo, el operador del mercado presentará al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital las propuestas de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado que presente el Comité de Agentes del Mercado.

En todo caso, la adhesión de cada agente del mercado a las Reglas de Funcionamiento del Mercado lo es, también, a todas las modificaciones que puedan introducirse en las mismas en virtud de lo establecido en esta regla.

3. En todo caso, el operador del mercado podrá dictar las instrucciones que resulten necesarias por la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberán cumplir los vendedores y compradores que participen en el mercado de producción de energía eléctrica. En particular, el operador del mercado podrá elaborar guías de usuario para la eficaz utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos que la normal operación del mercado de producción de energía eléctrica requiera. También podrá hacer públicos, para general conocimiento, criterios prácticos o técnicos de aplicación de la regulación vigente.

Regla 60.^a *Legislación aplicable y solución de conflictos.*

Serán de aplicación a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado la legislación española y comunitaria en vigor.

Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, que no deban ser objeto de conflicto de gestión económica y técnica, por su carácter indisponible y de orden público, respetando las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se someten, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o al

arbitraje de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid por tres árbitros, de conformidad con las reglas de la UNCITRAL y con la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje y, por consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. Las partes deberán ponerse de acuerdo sobre el sistema de arbitraje a seguir, es decir, si se acude a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o a los tres árbitros conforme a las reglas de la UNCITRAL para dicho proceso arbitral. En caso de que transcurridos seis meses no sea posible alcanzar dicho acuerdo, queda expedita la vía jurisdiccional para la parte interesada. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse a arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Regla adicional primera.

De conformidad con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/679, General de Protección de Datos (en adelante «RGPD»), los datos de carácter personal proporcionados por los Agentes y los que los Agentes en cualquier momento faciliten, serán incorporados a un Registro de Actividades del tratamiento titularidad de OMI-POLO ESPAÑOL, S.A., en su calidad de operador del mercado. El Agente en cualquier momento podrá modificar sus datos personales con el fin de que la información contenida en sus ficheros esté en todo momento actualizada y no contenga errores.

OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. necesita tratar dichos datos para la ejecución del Contrato de Adhesión, por lo que el tratamiento de tales datos personales se considera legítimo de conformidad con el artículo 6.1.b del RGPD. En particular, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. tratará estos datos personales para las siguientes finalidades: (i) el registro y seguimiento de los agentes de Mercado, asegurando las conexiones dentro del Mercado eléctrico (ii) el mantenimiento de niveles adecuados de seguridad en el tráfico comercial de la empresa.

Los datos serán conservados en todo caso mientras perdure la relación comercial con el Agente del mercado. En el momento en que termine, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. mantendrá dichos datos debidamente bloqueados con el único fin de atender las responsabilidades de cualquier índole que pudieran surgir durante un periodo de 5 años. Una vez prescriban tales responsabilidades, sus datos personales serán suprimidos. En caso de que el Agente proporcione datos de carácter personal referentes a personas distintas a las que efectúan una solicitud, el Agente garantiza que tales personas han consentido la entrega de sus datos a OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. para tal objeto.

El Agente queda informado también de que, entre los citados datos personales, puede realizarse una grabación de seguridad de las conversaciones telefónicas de las personas físicas que en cada momento intervengan en representación del Agente. Por ello, el Agente también garantiza que tales personas le han consentido la entrega de sus datos a OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.

OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. tratará sus datos personales de manera absolutamente confidencial. Asimismo, ha implantado medidas técnicas y organizativas adecuadas para garantizar la seguridad de sus datos personales y evitar su destrucción, pérdida, acceso ilícito o alteración ilícita. A la hora de determinar estas medidas, se han tenido en cuenta criterios como el alcance, el contexto y los fines del tratamiento; el estado de la técnica y los riesgos existentes.

Asimismo, el Agente presta su consentimiento para que los datos personales sean cedidos a las siguientes entidades, que los utilizarán para sus propios fines:

- i. Red Eléctrica de España, S.A. (REE) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema español.
- ii. Redes Energeticas Nacionais S. A. (REN) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema portugués.
- iii. Otros Operadores del Sistema o del Mercado con el fin del cumplimiento de sus respectivas funciones y de una óptima gestión de sus respectivos sistemas de información,
- iv. A los reguladores competentes.

El Agente de Mercado podrá, en cualquier momento, ejercitar los derechos de acceso, rectificación, oposición, supresión, limitación, portabilidad y presentación de reclamaciones, ante OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.

Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida a la sede de OMI - Polo Español S.A., sita en calle Alfonso XI, 6, 28014 Madrid, así como por correo electrónico a: info@omie.es. En este sentido, deberá proporcionarse la siguiente información: nombre y apellidos del interesado, domicilio a efectos de notificaciones, fotocopia del Documento Nacional de Identidad, pasaporte o cualquier otro documento identificativo, y petición en que se concrete la solicitud. En caso de que tal solicitud no reúna los requisitos necesarios, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. podrá requerir su subsanación.

Si el Agente considera que su solicitud no ha sido atendida correctamente, podrá presentar una reclamación ante la autoridad de control en materia de protección de datos, la Agencia Española de Protección de Datos (<http://www.agpd.es>)

Regla final.

Lo establecido en esta disposición entrará en vigor una vez finalizada la quinta subasta del mercado intradiario para el día 12 de noviembre de 2019.

ANEXO 1

1. Horarios mercado intradiario de subastas.

El mercado intradiario estará estructurado en dos formatos de contratación:

- Formato de subastas.
- Formato continuo.

El formato de subasta, estará estructurado a su vez en seis sesiones. Los horarios son los establecidos en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, con la siguiente distribución de horarios por sesión (CET):

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^o	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
APERTURA DE SESIÓN.	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
CIERRE DE SESIÓN.	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
CASACIÓN Y PUBLICACIÓN.	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN. (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 Y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 1

En el caso del cuarto mercado intradiario en el día de cambio de hora de primavera, la hora de apertura del mismo será las 00:00 en lugar de la 01:00.

2. Producto horario del mercado intradiario continuo.

El producto horario tendrá duración de una hora. Estará generalmente compuesto por veinticuatro contratos, o 23, o 25 en los días de cambio de hora oficial, donde cada contrato se corresponde con cada uno de los periodos horarios del día al que dicho producto hace referencia.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente (D+1), en las zonas de precio de España y Portugal se hará a partir de la finalización de la primera subasta del día en curso (D), siempre que el operador del sistema haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad. En la Figura 2 se muestran por día, periodo y hora los contratos en negociación.

Horario					Subasta MIBEL		Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos PRODUCTO HORARIO	Periodos de negociación cerrados PRODUCTO HORARIO
D	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+1).	17-24 (D)	
D	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	
D	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
D	19	17	16:00	17:00	-		19-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:00	17:50	2	Recepción de ofertas para la subasta MI2 (Periodos 21-24 día D, 1-24 día D+1).	20-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:50	18:00	2	Casación del MI2.	20 (D)	21-24 (D) 1-24 (D+1)
D	21	19	18:00	19:00	-		21-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	22	20	19:00	20:00	-		22-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	23	21	20:00	21:00	-		23-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	24	22	21:00	21:50	3	Recepción de ofertas para la subasta MI3 (Periodos 1-24 día D+1).	24 (D) 1-24 (D+1)	
D	24	22	21:50	22:00	3	Casación del MI3.	24 (D)	1-24 (D+1)
D	1	23	22:00	23:00	-		1-24 (D+1)	
D	2	24	23:00	0:00	-		2-24 (D+1)	
D+1	3	1	0:00	1:00	-		3-24 (D)	
D+1	4	2	1:00	1:50	4	Recepción de ofertas para la subasta MI4 (Periodos 5-24 día D).	4-24 (D)	
D+1	4	2	1:50	2:00	4	Casación del MI4.	4 (D)	5-24 (D)
D+1	5	3	2:00	3:00	-		5-24 (D)	
D+1	6	4	3:00	4:00	-		6-24 (D)	
D+1	7	5	4:00	4:50	5	Recepción de ofertas para la subasta MI5 (Periodos 8-24 día D).	7-24 (D)	
D+1	7	5	4:50	5:00	5	Casación del MI5.	7 (D)	8-24 (D)
D+1	8	6	5:00	6:00	-		8-24 (D)	
D+1	9	7	6:00	7:00	-		9-24 (D)	
D+1	10	8	7:00	8:00	-		10-24 (D)	
D+1	11	9	8:00	9:00	-		11-24 (D)	
D+1	12	10	9:00	9:50	6	Recepción de ofertas para la subasta MI6 (Periodos 13-24 día D).	12-24 (D)	
D+1	12	10	9:50	10:00	6	Casación del MI6.	12(D)	13-24 (D)
D+1	13	11	10:00	11:00	-		13-24 (D)	
D+1	14	12	11:00	12:00	-		14-24 (D)	
D+1	15	13	12:00	13:00	-		15-24 (D)	
D+1	16	14	13:00	14:00	-		16-24 (D)	
D+1	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+2).	17-24 (D)	
D+1	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	

Horario					Subasta MIBEL		Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos PRODUCTO HORARIO	Periodos de negociación cerrados PRODUCTO HORARIO
D+1	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
...

* Ronda del continuo: Periodo que se negocia por última vez en el mercado continuo.

** Los periodos 1-24 del D+1 se abren a negociación continua (Gate Opening Time) a las 15:00 del día D en curso.

Figura 2

3. Condiciones a la ejecución de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Las ofertas al mercado continuo podrán ser de Compra (BID) o Venta (ASK), con diferentes tipos de condiciones de ejecución o validez seleccionables por el agente.

Las ofertas de compra y venta en el mercado intradiario continuo se clasificarán según las diferentes condiciones de ejecución a las que estén sometidas.

Por defecto, las ofertas no tendrán seleccionada ninguna condición. En el caso de que un agente de mercado desee enviar una oferta con condiciones tendrá que indicarlo en el momento de ofertar, rellenado los campos adecuados a tal efecto.

3.1 None (NON).

Las ofertas «None» tendrán de las siguientes características:

- Cantidad de producto a comprar o vender, así como el precio solicitado.
- Admitirán la posibilidad de casación inmediata o parcial.
- La cantidad no casada permanecerá en el Libro de Ofertas al precio incluido en la oferta.
- En cuanto a la validez temporal, serán válidas exclusivamente para el contrato al que hacen referencia, cancelándose en caso de que no sea casada en el cierre de dicho contrato.
- Una oferta o la oferta parcial que permanezca en el Libro de Ofertas tras una casación parcial, podrá ser modificada o cancelada mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que permita el envío de ofertas (TRADE) para el mismo producto.

3.2 Immediate or cancel (IOC).

Las ofertas «Immediate or Cancel», tendrán las siguientes características:

- Incluirán únicamente la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato y precio solicitado.
- Casarán contra las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, independientemente de su precio.
- El precio de la transacción será el de la(s) oferta(s) con las que case (preexistentes).
- Admitirán la posibilidad de casación parcial.
- La cantidad no casada será eliminada y no permanecerá en el Libro de Ofertas.
- Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.3 Fill or kill (FOK).

Las ofertas «Fill or Kill», tienen las siguientes características:

- Incluirán la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato, así como el precio solicitado.
- Casarán con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, en caso de que los precios sean aceptables.
- No admitirán la posibilidad de casación parcial, si la oferta no es casada en su totalidad, la oferta será eliminada de forma completa.
- Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.4 Iceberg.

Las ofertas «Iceberg», tendrán las siguientes características:

- Incluirán la cantidad total de producto a comprar o vender en un determinado contrato, la parte reducida de esa cantidad que el agente desea mostrar en el Libro de Ofertas, así como el precio solicitado.
- En el Libro de Ofertas únicamente se mostrarán al resto de agentes de mercado una parte reducida de la cantidad total y el precio solicitado.
- Al introducir una oferta «Iceberg» con un precio no competitivo, dicha oferta se incluirá en el Libro de Ofertas, mostrando la parte reducida de la cantidad total y el precio especificados. El agente que introdujo la oferta podrá ver, adicionalmente, la cantidad total de dicha oferta.
- Cuando la parte reducida visible de la oferta sea casada en su totalidad, se generará de forma automática una nueva oferta en el Libro de Ofertas, siendo la cantidad, la parte reducida de la cantidad total, y el precio, el especificado cuando se introdujo la oferta «Iceberg».
- Cuando se introduzca una oferta «Iceberg» con un precio competitivo, la cantidad a considerar será la cantidad total de la oferta «Iceberg», registrando una transacción por cada oferta contraria con la que case. Adicionalmente, si no casara la cantidad total, la cantidad visible que aparecerá en el Libro de Ofertas, será como máximo la parte reducida especificada al crear la oferta, aunque la cantidad casada no haya sido múltiplo de dicha parte reducida.
- Si, existiendo una oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, llegara una oferta contraria con un precio competitivo y una cantidad superior a la cantidad visible de la oferta «Iceberg», se llevarán a cabo transacciones diferentes por cada instanciación de la oferta «Iceberg», cada una con su tiempo de creación. La cantidad visible de la oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, será la cantidad que haya quedado sin casar tras la última instanciación.
- Adicionalmente a las validaciones recogidas en la Regla de «Validación de Ofertas» del mercado intradiario continuo, se comprobará que la parte reducida que se quiere mostrar de la oferta sea menor o igual que la cantidad total del producto ofertada.
- Admitirán la posibilidad de ser canceladas en los momentos en que se permite la cancelación de ofertas por la parte no casada.

3.4.1 Ofertas Iceberg con incremental de precio.

Opcionalmente, las órdenes «Iceberg» se podrán introducir con un incremental de precio. En caso de introducirse, cada nueva instanciación tendrá un nuevo precio, que será calculado como el precio de la instanciación anterior más el incremental de precio.

Las órdenes «Iceberg» de adquisición solo pueden introducirse con un incremental de precio negativo, mientras que las órdenes de venta sólo pueden introducirse con un incremental de precio positivo.

4. Condiciones a la validez de ofertas.

Las condiciones a la validez, en caso de ser especificadas, indican el horizonte temporal para el que la oferta de venta o adquisición presentada por un agente de mercado para un determinado contrato es válida.

4.1 Good-For-Session (GFS).

Las ofertas marcadas con dicha restricción serán válidas hasta el cierre de la negociación del contrato al que se presentaron. Por defecto, todas las ofertas tendrán seleccionada esta restricción.

4.2 Good-Till-Date (GTD).

Dicha restricción, hará que la oferta presentada sea únicamente válida hasta un cierto momento establecido por el agente durante la creación de la oferta, dicho momento será siempre anterior al cierre de la negociación del contrato.

5. Condiciones de las Cestas de Ofertas (Basket Orders).

Los agentes de mercado podrán seleccionar condiciones a la Cesta de Ofertas que afectarán a todas las ofertas dentro de la cesta.

5.1 None.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero sin relación entre ellas. Unas podrán ser aceptadas y casadas y otras no, permaneciendo en el Libro de Ofertas si las condiciones de dicha oferta lo permiten.

5.2 Valid.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero deberán ser todas aceptadas como válidas. Si alguna de las ofertas incluidas en la cesta es declarada no válida, no se tendrá en cuenta el resto puesto que serán todas rechazadas.

5.3 Linked orders.

Las órdenes de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero la aceptación de una casación de una oferta para un contrato estará enlazada a la casación de las otras ofertas de la cesta en otros contratos, siendo casadas todas o ninguna de las ofertas enviadas. Como consecuencia, una cesta enlazada siempre incluirá la restricción a la ejecución FOK para cada una de las ofertas incluidas en la cesta.

6. Hora límite de aplicación de indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo.

La hora límite de aplicación de las indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será de cinco (5) minutos antes del inicio de la misma.

7. Límite máximo y mínimo de precio para ofertar en el mercado intradiario continuo.

Los valores en límites de precio para la inserción de ofertas de compra y venta al mercado intradiario continuo, serán:

- Precio máximo de oferta: 180,3€/MWh.
- Precio mínimo de oferta: 0€/MWh.

CONTRATO DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De una parte OMI - Polo Español S.A. (OMIE)

De otra parte el agente del mercado, que se identifica a continuación:

Identificación del Agente del Mercado:

1. Nombre o denominación social:
2. CIF:
3. Domicilio:
4. Representación: D., en representación de, en virtud de poderes y facultades que expresamente declara válidos, suficientes, vigentes y no revocados.
5. Carácter: *(Titular de Unidades de Producción/Comercializador/Consumidor Directo en Mercado/Gestor de Cargas/Representante)*
6. Relación de unidades de producción: *(Solamente aplicable para titulares de unidades de producción)*

EXPONEN

Las partes supradichas, al amparo de lo dispuesto en los artículos 18.3, 28 y 29 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del artículo 7.1 a) del Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de energía eléctrica acuerdan suscribir el siguiente contrato de adhesión con arreglo a las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Objeto del contrato: Aceptación y adhesión a las reglas de funcionamiento del mercado.*

Es objeto del presente contrato la adhesión del Agente del Mercado referido anteriormente a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

El Agente en el Mercado declara conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente las Reglas de Funcionamiento del Mercado, así como todos sus términos y condiciones, se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, y sin perjuicio de las demás obligaciones que, en su caso, correspondan al Agente del Mercado conforme a lo establecido en la normativa aplicable, el Agente del Mercado declara conocer expresamente y se compromete al cumplimiento de lo establecido en materia de garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones de energía eléctrica y la ejecución de las mismas; las características de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; el formato y los medios de comunicación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; la determinación del método de casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, todo ello en los Mercados diario e intradiarios; y la determinación del precio final de la energía eléctrica, su liquidación y pago, así como las correspondientes obligaciones administrativas y fiscales que se deriven de su participación en el Mercado.

Segunda. *Confidencialidad.*

El Agente del Mercado y el Operador del Mercado se obligan a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de su participación en el Mercado de Producción de energía eléctrica en los términos y con el alcance recogido en las correspondientes Reglas del Mercado.

Tercera. *Legislación y jurisdicción aplicable.*

Serán de aplicación al presente contrato de adhesión las Leyes españolas. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Aceptación por OMI - Polo Español S. A. (OMIE) de la adhesión del Agente del Mercado descrito en el encabezamiento de este documento al presente Contrato y a las Reglas de Funcionamiento del Mercado

OMI - Polo Español S. A. (OMIE), domiciliado en la calle Alfonso, XI, n.º 6, 28014 Madrid, acepta la adhesión que formula el Agente del Mercado identificado en el encabezamiento de este documento a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, en los términos y condiciones expresados en el presente contrato de adhesión.

....., de de 201...

El Agente del Mercado

OMI - Polo Español (OMIE)

P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los niveles de reserva para la regulación frecuencia-potencia que permitan al Operador del Sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos productores de energía eléctrica.

3. Definiciones.

3.1 Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.

3.2 Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

3.3 Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

4. Determinación de los niveles de reserva.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciaria.
- Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos.

4.1 Reserva de regulación primaria: Antes del 31 de diciembre de cada año, el Operador del Sistema comunicará a todos los agentes productores y a los responsables de las zonas de regulación secundaria, los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad o REGRT de Electricidad) al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente.

Los criterios de regulación del sistema interconectado europeo establecidos por ENTSO-E determinan que la reserva de regulación primaria tiene por objeto estabilizar en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.

Los criterios de actuación de la regulación primaria establecidos por ENTSO-E son:

La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales, en el sistema ENTSO-E equivalente al incidente de referencia establecido por ENTSO-E.

La reserva de regulación primaria deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda si éste es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de valor superior a 1500 MW, la actuación del 50% de la reserva de regulación primaria deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100% de actuación antes de 30 segundos.

La regulación primaria deberá mantenerse mientras persista el desvío de frecuencia salvo las excepciones previstas en el Artículo 156 del Reglamento (UE) 2017/1485, o normativa que lo sustituya.

Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a 800 mHz en valor absoluto.

Tras la actuación de la regulación primaria ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá en valor absoluto de 180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1%/Hz (reducción del 1% de la demanda por cada herzio de reducción del valor de la frecuencia).

Para el conjunto del sistema europeo interconectado, la reserva mínima de regulación primaria establecida, RPT, debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasi-estacionarios de frecuencia iguales o superiores a 200 mHz.

Cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas.

De este modo, para cada una de las áreas de control establecidas en el sistema europeo interconectado de ENTSO-E la reserva de regulación primaria exigida (RP), en un año concreto, viene determinada por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{E}{E_T} * RPT (MW)$$

Siendo:

E = Energía producida el año anterior por el correspondiente sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participados).

E_T = Energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo.

RPT = Reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser lo más reducida posible, y en todo caso inferior a ± 10 mHz, y la banda muerta voluntaria nula.

4.2 Reserva de regulación secundaria: La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación del día siguiente, en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.

El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. La respuesta dinámica exigible a las zonas de regulación viene definida en el procedimiento de operación por el que se regula la prestación del servicio de regulación secundaria.

Para el establecimiento de los niveles de reserva de regulación secundaria a subir, el Operador del Sistema tendrá asimismo en consideración, los criterios y recomendaciones que sean publicados a estos efectos por ENTSO-E.

La reserva secundaria a bajar se establecerá, atendiendo a la evolución creciente o decreciente de la curva de demanda, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

Las reglas de ENTSO-E recomiendan también que, en caso de que el valor de la reserva de regulación secundaria a subir no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse la existencia en el sistema de reserva de regulación terciaria suficiente para asegurar una respuesta rápida del sistema frente a este fallo.

Además de las recomendaciones de ENTSO-E, el Operador del Sistema tendrá en cuenta estas otras consideraciones a la hora de calcular los requerimientos de reserva secundaria a subir y a bajar:

- Carácter peninsular de nuestro sistema que hace necesario minimizar los desvíos en el intercambio con el resto de ENTSO-E, especialmente en las líneas de interconexión con Francia, para garantizar la seguridad del sistema.

- Variación de la demanda debido a los diferentes periodos de programación a lo largo del día.

- Se dotará un mayor volumen de reserva en las horas que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular. Así, se tendrá en cuenta en los requerimientos de reserva la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión, respecto a las previsiones del OS. Se dotará mayor volumen de banda secundaria en aquellas horas en las que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

- Se garantizarán los siguientes valores mínimos de banda secundaria, especialmente en horas valle, en las que, debido al parque generador conectado, existe una menor disponibilidad de reserva de regulación terciaria:

Banda a subir: 500 MW.

Banda a bajar: 400 MW.

El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, paros generales, huelgas sectoriales, etc, tomará las medidas necesarias para garantizar la disponibilidad de la reserva necesaria, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en los puntos anteriores.

4.3 Reserva de regulación terciaria: La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación.

La reserva terciaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

Adicionalmente a los criterios de dimensionamiento de las reservas de regulación específicos de cada tipo de reserva, secundaria o terciaria, el operador del sistema deberá asegurar que la suma total de la banda de reserva de regulación secundaria que debe mantenerse y la reserva de regulación terciaria disponible sea superior a los siguientes valores:

- El valor necesario para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de control frecuencia potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de registros históricos consecutivos de estos desequilibrios. El muestreo de dichos registros históricos será del tiempo de recuperación de la frecuencia, es decir, 15 minutos. El período considerado a efectos de esos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses antes de la fecha del cálculo.

- El valor necesario para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de control frecuencia potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos referidos anteriormente.

4.4 Reserva suplementaria necesaria: Además de las reservas anteriores de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva suplementaria de potencia activa, que será cuantificada sobre la base de la consideración de los siguientes aspectos:

- Diferencias existentes entre la demanda horaria prevista por el Operador del Sistema y la demanda horaria resultante del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas horarios finales correspondientes (PHF y PHFC).

- Diferencias entre la suma de los programas de producción eólica resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas horarios finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción eólica horaria prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda horaria prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

- Diferencias entre la suma de los programas de producción termosolar y solar fotovoltaica resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas horarios finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción termosolar y solar fotovoltaica horaria prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda horaria prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

- Situaciones en las que la previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en el acoplamiento o subida de carga de grupos térmicos, con probabilidad mayor o igual al 5%, sea superior a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico.

El valor de esta reserva adicional de potencia activa vendrá determinado por:

- Reserva a subir: la suma de los déficits de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los cuatro aspectos anteriores.

- Reserva a bajar: la suma de los excesos de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los cuatro aspectos anteriores.

4.5 Comunicación de información: El Operador del Sistema comunicará a los agentes las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria requeridas para cada período de programación y facilitará también información de aquellas pérdidas máximas de producción provocadas de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, que representen una pérdida de potencia superior a la del grupo de mayor potencia del sistema eléctrico español.

P.O. 3.1. Programación de la generación

1. Objeto.

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 compra y de venta de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) El Programa Diario Viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones de subastas o de rondas de carácter continuo del mercado intradiario (PHF o /PHFC).
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos del Mercado (SM).

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles.

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea o CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones.

4.1 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del Programa Diario Base de Casación (PDBC) resultante de la casación del mercado diario comunicado por el operador de mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa Diario Viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

4.3 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Programa Horario Final tras las sesiones de subasta del mercado intradiario (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español para los periodos de programación negociables en la correspondiente sesión de subasta. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

4.5 Programa Horario Final definitivo (PHFC): Es la programación definitiva establecida por el OS con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en cada ronda como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación. El Programa Horario Final definitivo (PHFC) corresponde a la programación horaria final, que será puesta a disposición de los Sujetos del Mercado de producción por el Operador del Sistema, en aplicación de lo establecido en el artículo 17 Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a todas las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora y durante la hora en curso.

4.7 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

4.8 Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones y rondas en el mercado intradiario.

4.9 Programa horario operativo cierre (P48CIERRE): Es el programa de las unidades de programación que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de solución 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. Asimismo, incorpora los correspondientes redespachos generados como consecuencia de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas

por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al OS, en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

– Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física, nomina al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

– Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará sujeto nominador. La autorización al sujeto nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al sujeto nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un sujeto nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

4.11 Nominación de programas correspondientes a las casaciones realizadas en el mercado diario e intradiario.

Los Sujetos del Mercado deberán enviar al OS la nominación de programas, en unidades de programación, correspondiente a las casaciones realizadas en el mercado diario y en el mercado intradiario, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación y conforme a los medios recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

4.12 Subasta Diaria de Respaldo del acoplamiento de mercados diarios (SDR): Solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario MIBEL del resto de mercados diarios acoplados de Europa para la asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España en el horizonte diario mediante subasta explícita.

4.13 Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.14 Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Programación diaria.

5.1 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un Sujeto de Mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y unidades de programación genéricas (UPG).

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España. Tras la SDR, siempre que ésta se celebre, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda. En caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

5.2 Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del operador del mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (Net Transfer Capacity-NTC).

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos físicos de capacidad de intercambio en el largo plazo, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación.

5.3 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

El OS establece el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a partir de:

- Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.
- La información recibida del operador del mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.3.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.3.1.1 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre unidades de programación genéricas y la unidad de programación para la importación o la exportación de su titularidad, autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS recibirá la nominación correspondiente a contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

5.3.1.2 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de unidades de programación.

5.3.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información alterando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del Sistema Ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.3.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores

de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

5.3.4 Recepción de nominaciones tras el MD.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá:

- Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:
 - Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.
 - Modificaciones de contratos bilaterales nacionales que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.
 - En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la unidad de programación genérica y la unidad en frontera.
- Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):
 - Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.3.5 Comunicación de desgloses de UP en unidades físicas (UF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Este desglose de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física.

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, este desglose de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desglose de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estos desgloses. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de

programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de $\pm 0,1$ MWh.

5.3.6 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I:

Los Sujetos del Mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del anexo II, o en el apartado 1.d del mismo anexo II, en el caso de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, deberán facilitar al OS la siguiente información:

– Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

– Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

5.3.7 Validación de nominaciones de programas del mercado diario.

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los Sujetos del Mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización, resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

– Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.

– Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

5.3.8 Elaboración y publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.4 Transferencia del programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

- Contratos bilaterales con entrega física entre una unidad de programación genérica y una o más unidades de programación del mismo Sujeto de Mercado o de otro Sujeto de Mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.
- Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de unidades de oferta genéricas asociadas a estas unidades de programación genéricas.
- Contratos bilaterales con entrega física entre unidades de programación genéricas

Para realizar la transferencia del programa de energía de las unidades de programación genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre unidades de programación genéricas, como entre cada unidad de programación genérica y las correspondientes unidades de programación. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.5 Programa Diario Viable provisional (PDVP).

El OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF a las 12:00 horas y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los SM a través de la página Web de Sujetos del eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

Teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 75 minutos tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado

en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.7 Asignación de reserva de regulación secundaria:

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación secundaria.

No más tarde de la hora establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

Con anterioridad al inicio del periodo de programación, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido el día anterior por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

5.8 Actualización de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas:

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. Los SM serán informados a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.9 Requerimientos de reserva de regulación terciaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.10 Ofertas de regulación terciaria.

El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad. Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta el minuto 35 de la hora anterior a la hora de programación, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

6. Programación intradiaria.

Las sesiones del mercado intradiario podrán tener carácter continuo (rondas) o de subasta.

6.1 Elaboración del programa horario tras las sesiones de subasta (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión de subasta del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los Sujetos del Mercado, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.
2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

De forma análoga al proceso descrito en ámbito diario, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente al desglose del programa de las unidades de programación en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de $\pm 0,1$ MWh.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Horario Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal-España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible, comunicándose este hecho a los SM y al OM, a los efectos oportunos.

6.2 Elaboración Programa Horario Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Horario Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los SM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación y los desgloses en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad del sistema.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

El Programa Horario Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

El OS elaborará y publicará el PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto del PHF anterior, en los siguientes casos:

- En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.
- En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.
- En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los SM a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

La participación en los servicios transfronterizos de balance prevista en el anexo III del Acuerdo por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal, de 6 de junio de 2018, relativo al procedimiento transfronterizo de intercambio de energías de balance (BALIT), estará condicionada a la disponibilidad y publicación del programa horario final definitivo (PHFC) con un margen de al menos 48 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación.

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales.

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del MI, el OS establecerá de forma conjunta con el Operador del Sistema eléctrico portugués los valores de programa de intercambio resultantes en la interconexión Portugal-España.

Con posterioridad a cada ronda del mercado intradiario continuo, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión, previos a la aplicación de servicios transfronterizos de balance.

Con posterioridad a la aplicación de los servicios transfronterizos de balance, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

8. Gestión de desvíos.

Los desvíos entre generación y consumo respecto al Programa Horario Final definitivo (PHFC), podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo horario de gestión de desvíos.

Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado horario de gestión de desvíos hasta 55 minutos antes del inicio del periodo de programación, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación- consumo.

9. Programación en tiempo real.

9.1 Programas horarios operativos (P48):

Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real:

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización de reserva de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

9.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real:

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

9.4 Modificaciones de los P48:

La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en el mercado intradiario, o
- b) Modificaciones por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- c) Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.
- d) Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

e) Modificación por aplicación de mecanismos de servicios transfronterizos de balance entre sistemas eléctricos.

f) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos, conforme a lo establecido en el procedimiento de comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

g) Comunicación fehaciente del Sujeto de Mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

h) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un Sujeto de Mercado.

i) Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

9.5 Desglose de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

De forma análoga al proceso descrito en el ámbito diario e intradiario, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa en tiempo real como consecuencia de las asignaciones en los mercados de gestión de desvíos y/o terciaria de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de $\pm 0,1$ MWh.

10. Programa cierre (P48CIERRE).

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación, el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

11. Información al OM y a los Sujetos del Mercado.

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los Sujetos del Mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de unidad de programación (UP) y unidad de programación genérica (UPG).

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este procedimiento de operación.

Las unidades de programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará unidad física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el anexo II de este procedimiento se define también la unidad de programación genérica (UPG), la Unidad de Programación Porfolio (UPP) y los posibles usos de la misma.

La unidad de programación (UP) y, en su caso, la unidad de programación genérica (UPG) o la Unidad de Programación Porfolio (UPP) son también la unidad básica fundamental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del OS.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el OS una vez sean aceptadas como unidad de programación, unidad de programación genérica y/o Unidad de Programación Porfolio (UPP) del sistema eléctrico español.

Cada unidad de programación y cada unidad de programación genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación. Las Unidades de Programación Porfolio podrán tener asociados programas de energía correspondientes a la contratación en el mercado intradiario continuo.

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la unidad de programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación existente entre unidades físicas, unidades de programación y, en su caso, los «Códigos de la instalación de producción a efectos de liquidación» (CIL).

12.2 Titular de la unidad de programación (o de una unidad de programación genérica).

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la unidad de programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las unidades de programación definidas en el apartado 1 e) del anexo II de este procedimiento, correspondientes a sujetos representantes, comercializadores de referencia o comercializadores, el titular de dicha unidad de programación será el propio sujeto representante, comercializador de referencia o comercializador.

En el caso de unidades de programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de unidades de programación genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

12.3 Representante de la unidad de programación (o unidad de programación genérica/porfolio):

El representante de una unidad de programación será un Sujeto de Mercado designado por el sujeto titular de la unidad de programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio (representación indirecta) o en nombre ajeno (representación directa), en el mercado de producción de energía eléctrica utilizando para ello las mismas unidades de programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el anexo II.

La designación del sujeto representante de la unidad de programación se efectuará mediante la presentación por el sujeto titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

12.4 Sujeto del mercado de las unidades de programación (o unidades de programación genérica/porfolio):

El Sujeto de Mercado de la unidad de programación será el responsable de dicha unidad de programación en el mercado de producción.

Deberá ser entendido como aplicable a los sujetos titulares y a los representantes de unidades de programación.

Corresponderá al Sujeto de Mercado:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación o modificación de sujeto representante para la gestión de dicha unidad de programación.
- c) Comunicar al OS la nominación de los programas horarios de energía de dicha unidad de programación, comunicando, además, en su caso, las unidades de programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS el desglose de los programas por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

– Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información.

Concepto	Hora
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas (7:45 horas, hasta la fecha que será comunicada conjuntamente por los operadores de los sistemas francés y español, una vez ya aprobadas las Reglas de Nominación en IFE).
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 9:00 horas.

Concepto	Hora
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:15 horas.
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas.
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el MD (ATC).	≤ 10:30 horas.
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas.
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación: – Nominaciones de contratos bilaterales después del MD. – Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta. En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	≤ 13:20 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación del PDBC).
Publicación PDBF.	≤ 13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBC).
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 14:45 horas.
Publicación PDVP.	≤ 14:45 horas (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 14:45 horas.
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas.

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de

bilaterales, PDBF, PDVP, PHF y PHFC), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

– Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones de subastas del mercado intradiario.

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Cierre de sesión.	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación.	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea.	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses de programa (*).	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF.	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación.	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(*) 15 minutos desde la recepción de la casación.

(**) 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

1. Unidades de programación para la entrega de energía:

a) Grupo térmico no incluido en el apartado d de este anexo de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW:

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente, entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente, en los siguientes tipos: nuclear, gas natural-ciclo combinado, carbón-hulla sub-bituminosa o lignito, carbón-hulla antracita, fuel y gas natural.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como

número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento, correspondiendo cada modo a una configuración de funcionamiento.

Con carácter excepcional, el Operador del Sistema podrá solicitar que determinados grupos térmicos de potencia neta inferior a 100 MW, por su relevancia para la operación del sistema, se constituyan en una unidad de programación.

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquéllas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en 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) que pertenezcan a una misma unidad de gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada unidad de gestión hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas, entre las que pueden estar incluidas instalaciones de bombeo mixto, que por su propia naturaleza no pueden desligarse de la gestión integrada de cuencas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

c) Unidades de generación pertenecientes a centrales reversibles de bombeo:

Se constituirá una única unidad de programación para el conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiéndose como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Esta unidad de programación para la entrega de energía será diferente de la unidad de programación (y de las correspondientes unidades físicas) que se asignará (o asignarán) a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

Las instalaciones pertenecientes a centrales reversibles de bombeo se clasificarán a nivel de unidad física en instalaciones asociadas a bombeo puro. A estos efectos y para las instalaciones inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se utilizará la información establecida a este respecto en el citado registro.

d) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW:

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y cuya potencia neta o suma de potencias netas de las instalaciones que conforman una misma agrupación sea superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su combustible principal, obtenida del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación de cada Sujeto de Mercado estará compuesta a su vez por una o más unidades físicas con el mismo tipo de producción que la unidad de programación.

Se considerarán como unidades físicas:

- Cada instalación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

- Cada conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c del 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.

Adicionalmente, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

- Generación habilitada / no habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo (regulación secundaria, regulación terciaria y/o gestión de desvíos).

Asimismo, en el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto de

Mercado dispondrá de la correspondiente unidad de programación específica con una o varias unidades físicas, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados.

e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW y que no forman parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta por una única unidad física que agrupará a todas las instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW del mismo tipo de producción y Sujeto de Mercado. Se entenderá como instalación, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Asimismo, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias al objeto de poder diferenciar entre:

- Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.
- Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el Sujeto de Mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación

específica integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de programación para la importación de energía:

Cada sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico español dispondrá de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía.

Consideraciones sobre el Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

El Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación que representan a unidades de generación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español, a las que se refieren los apartados 1.a, 1.b, 1.c y 1.d anteriores, podrá ser, en cumplimiento de la legislación vigente:

– El propio Sujeto de Mercado productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida. En el caso del Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación referidas al apartado 1.d, será obligatorio dar de alta el Sujeto de Mercado titular, el representante, en el caso de que sea necesario, así como la relación entre éstos y las unidades de programación.

– Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.

– Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de Sujetos del Mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.

– Un Sujeto de Mercado comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el Sujeto de Mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un representante o un comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de representante o comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del productor.

Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia:

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en 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:

– El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos

efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado real decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.

– El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el régimen retributivo específico, mediante un certificado de una entidad reconocida por la administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El Sujeto de Mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

– El OS considerará el carácter fluyente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluyente, salvo acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

– El OS considerará como generación hidráulica gestionable las instalaciones hidráulicas inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y las instalaciones de la sección segunda en las que aparezca dicha categoría b y tipo embalse en su inscripción en el registro. El resto de instalaciones hidráulicas serán consideradas como no gestionables.

2. Unidades de programación para la adquisición de energía.

a) Adquisición de energía por comercializadores:

Cada sujeto comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por consumidores directos en mercado:

Cada sujeto consumidor directo en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada sujeto representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada sujeto representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

c) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo:

Cada Sujeto de Mercado será titular de una única unidad de programación para la adquisición de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

d) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares:

Cada sujeto del Mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la adquisición del consumo horario de servicios auxiliares de todos los servicios auxiliares de sus instalaciones de generación, entendiéndose por servicios auxiliares los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 1.a, 1.b y 1.c. de este anexo, cada Sujeto de Mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para adquisición de energía para los consumos auxiliares por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos auxiliares se realizará cuando el saldo neto horario de energía sea consumidor.

e) Unidades de programación para la exportación de energía:

Cada sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico español a sistemas externos será titular de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización.

f) Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear:

Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

3. Unidades de programación genéricas.

Cada sujeto podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica que permitirá la programación de entregas o tomas de energía por sujeto en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
- La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

4. Unidades de programación porfolio.

Cada Sujeto de Mercado podrá solicitar disponer para cada una de sus actividades de una unidad de programación porfolio de venta y de una unidad de programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

5. Identificación de unidades de programación y unidades físicas.

Cada unidad de programación o unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) n.º 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 (REMIT).

ANEXO III

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el Operador del Sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los Sujetos del Mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de referencia) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de Sujetos del eSIOS.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el OS deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

ANEXO IV

Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema

Una vez publicados los resultados de los procesos de asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema, los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a estos procesos mediante la aplicación «*Gestión de Reclamaciones*» puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico establecidas específicamente a estos efectos, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática «*Gestión de Reclamaciones*», para su consideración como reclamación formal.

El OS gestionará en un plazo no superior a tres días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al sujeto que ha presentado la misma. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el Sujeto de Mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del sujeto que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en la Disposición

Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

P.O. 3.2. Restricciones técnicas

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema (OS).
- Sujetos de Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones.

3.1 Restricción técnica:

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la solución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.2 Arranque en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la primera hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.3 Arranque en frío:

Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición de arranque en caliente.

4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

4.1 Periodo para la recepción de ofertas para la solución de restricciones técnicas del PDBF.

El periodo para la recepción de ofertas queda definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía.

Los sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

- Producción de grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.
- Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

presentarán las ofertas siguientes:

Ofertas de venta de energía:

De carácter obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta de energía para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física. A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de energía primaria disponible en dichas instalaciones.

En el caso de unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, la oferta de venta de energía será por la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

De carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Ofertas de compra de energía:

Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

4.3 Unidades de programación para la adquisición de energía.

Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

– Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

4.4 Unidades de programación genéricas.

Las unidades de programación genéricas no participarán en la solución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

4.5 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afectada, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

– Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).
– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

– Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Las unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

- Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- Ingresos por unidad de energía producida.
- Ingresos por arranque en frío.
- Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas serán tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multiteje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas será tenido en cuenta cuando por seguridad del sistema, se requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

- Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.
- El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.
- Se considerará arranque en caliente o en frío según corresponda.

4.6 Actualización de las ofertas de restricciones técnicas en tiempo real.

Las ofertas presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán ser actualizadas de forma continua dentro del plazo de tiempo definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

4.7 Presentación de ofertas de restricciones técnicas por defecto.

Los sujetos titulares de unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

5. Criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas.

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los sujetos titulares de estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los sujetos titulares de las correspondientes unidades.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la solución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal, que el sujeto titular de dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de los horarios de dicho mercado con el periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas.

En todos los casos en los que la solución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

Las limitaciones aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación cuyo desglose (en horizonte diario, intradiario o de tiempo real) enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación sea incorrecto, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas sobre unidades de programación, o en su caso, sobre unidades físicas, a un valor igual a la potencia máxima disponible de la unidad de programación o de la unidad física, o a la suma de las potencias máximas disponibles de las unidades físicas que integren una unidad de programación, no darán lugar a redespachos de energía.

6. Proceso de solución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda.

6.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

6.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

Preparación de los casos de estudio.

Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

- La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
- Las desagregaciones de programas correspondientes a:
 - Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.
 - Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.
 - La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.
 - La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.
 - La mejor información disponible en relación con:
 - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
 - Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.
 - La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la solución de las restricciones técnicas.

Análisis de seguridad.

Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Los casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los SM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

Solución de restricciones técnicas.

Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

6.1.2 Medios para la solución de las restricciones técnicas.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

Reducción de la energía programada en el PDBF

La reducción de la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

b) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.

c) En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Situaciones excepcionales.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF.

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de

solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la solución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la solución de las restricciones técnicas se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía y serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas que haya sido presentada.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF.

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad realizados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la solución de éstas se reducirán los programas de las unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía, teniendo en cuenta el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

- 1) Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- 2) Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- 3) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio.
- 4) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En el caso de que los efectos de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad de programación por razones de seguridad del

sistema, procediendo a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades y darán lugar a nuevos programas de energía.

En el caso de que se reduzcan los programas de venta de energía conforme a la aplicación de la regla prorata, para realizar dicha reducción se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de gestión de desvíos y/o regulación terciaria. En el caso de grupos térmicos compuestos por más de una unidad física, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

6.1.4 Implementación práctica de la solución de restricciones.

El OS establecerá las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas modificaciones, el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

– UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

– UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la solución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

6.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad.

Como parte del proceso de solución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores.

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

– LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía que, por razones de seguridad del sistema, debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

– LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad condicionará los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo de bombeo y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, de las unidades de programación, y en su caso, de las unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

Los sujetos titulares de unidades de programación deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por seguridad sobre las unidades de programación, y en su caso, sobre las unidades físicas, y asegurarse de que respetan dichas limitaciones en los mercados posteriores.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (Unidad con Programa Obligado) y UPL (Unidad con Programa Limitado), para la solución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

a) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

b) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

c) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

6.1.6 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En aquellos casos en los que con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión que no pueda resolver mediante la adopción de distintas medidas (medidas topológicas, entre otras), podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información, el problema identificado, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las limitaciones requeridas en las unidades de producción, indicando explícitamente las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que aplican dichas limitaciones.

Cuando el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo

con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

6.1.7 Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a) Congestiones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia o ambos.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, reduciéndose los programas de las unidades según orden de factores de contribución decrecientes.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente se procederá de la siguiente forma:

1) Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades de producción con un programa no factible, entendiéndose por tal un programa superior a cero e inferior al mínimo técnico de la unidad, y que no corresponda a un programa de energía de más de tres periodos horarios del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.

2) Se establecerá también un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la congestión que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto. Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el orden de prioridad para la reducción de la energía programada indicado en el apartado 6.1.3. En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos y los programas de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación de la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque y/o de programación.

En el caso concreto de que se identifique una situación de congestión en la evacuación de producción en la que participen varias unidades pertenecientes a un mismo SM con una contribución equivalente a la congestión y mismo orden de prioridad conforme al apartado 6.1.3 de este procedimiento, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo SM, y se tendrá en cuenta el orden de preferencia comunicado al OS por el correspondiente SM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada sujeto, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

b) Congestiones en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran la reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su solución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la solución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una limitación a su generación, podrán evitar, o al menos reducir, esta limitación de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

En los casos en los que existan varias unidades de generación con distinto orden de prioridad y para la solución de la congestión se requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, éstos se activarán respetando el orden de prioridad establecido en el apartado 6.1.3, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita. En el caso de unidades con igual orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para la activación de los mismos en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

Una vez resueltas las restricciones técnicas, en el caso de que la activación de un teledisparo en una unidad, además de evitar total o parcialmente la limitación de su programa de producción, conlleve una reducción de programa que exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, el margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida la activación.

El sujeto titular de cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará mediante la aplicación de una limitación individual de programa máximo sobre cada unidad de producción de la zona con influencia en la congestión.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible y utilizando, a igualdad de criterios técnicos, el orden de mérito calculado como el coste de programación a potencia máxima disponible por unidad de energía programable para el conjunto de periodos horarios correspondientes, conforme a las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas para repartir, en su caso, la posible modificación de los programas entre las distintas unidades. Cuando coincida el coste de programación, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción, y en caso de igualdad de coste y prioridad, se repartirá la posible modificación de los programas entre las distintas unidades, ordenándolas de menor a mayor potencia máxima disponible.

6.1.8 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

6.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

6.2.1 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

- a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase 2 del servicio de restricciones técnicas según la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema.
- b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.
- c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de solución de restricciones por criterios de seguridad.

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda:

El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la solución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir

para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

6.3 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la solución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la solución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la solución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la solución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos sujetos titulares de unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los sujetos titulares a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el sujeto titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado

el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el sujeto titular, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca sin embargo después de que la unidad de producción haya reducido, o incluso, llegado a anular el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien en una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

6.4 Información al OM y a los SM.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los SM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:

- Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

- Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la solución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclo combinado multieje.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los SM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de solución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

6.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF.

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la solución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad.

El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación.

La solución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones individuales aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de las limitaciones por seguridad necesarias para la solución de las restricciones técnicas, y en su caso, la incorporación de las correspondientes modificaciones de programa, se tendrán en cuenta lo indicado en los apartados 6.1.2, 6.1.4 y 6.1.5 del presente procedimiento, salvo que en este apartado se indique un criterio distinto.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados, no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

Para la solución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de energía de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al precio marginal horario del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorrata.

El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones.

Incremento de energía para la solución de restricciones técnicas.

El OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, al incremento de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

En este proceso la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un Programa Horario Final definitivo (PHFC) nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte de programación de dicho PHFC y, en su caso, un PHF nulo para todos aquellos periodos del horizonte diario de programación no cubiertos por el PHFC en el momento de establecer la limitación, o bien tenga únicamente un programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas.

En el caso de que existan unidades de producción cuya generación sea superior a su programa y ese desvío provoque una restricción técnica, se establecerán en primer lugar limitaciones de programa máximo de valor igual al programa de las unidades de programación o unidades físicas correspondientes, añadiéndose a dicho valor la banda de regulación secundaria asignada a subir.

Cuando la medida anterior no sea suficiente para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, a la reducción de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

Para la solución de congestiones en la evacuación de la producción en tiempo real se procederá según el apartado 6.1.7 de este procedimiento.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

En aquellos casos en los que se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en tiempo real, el OS procederá según lo indicado en el apartado 6.1.3.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo máximo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, hasta sincronización, mínimo técnico y plena carga declarado por la unidad, así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque y acoplamiento de un grupo térmico, el tiempo máximo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, hasta sincronización, mínimo técnico y plena carga, desde el momento de comunicación de la orden, no podrá ser superior al declarado al OS.

En este proceso de arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multiteje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos los periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

Para esta programación del arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema.

Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar al no disponerse de oferta de regulación terciaria a bajar, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de consumo de bombeo, conforme a los criterios establecidos en los apartados anteriores. En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de arranque y de programación de cada grupo, así como el orden de prioridad indicado en el apartado 6.1.3. A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

7.2 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la red de distribución.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.6 de este procedimiento de operación. El OS procederá a establecer las limitaciones por seguridad que sean necesarias y a modificar los programas en el caso de que estas limitaciones correspondan a periodos de programación que ya no puedan ser gestionados en el mercado intradiario conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

7.3 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la red de distribución.

En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario, con el fin de permitir que la

unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

En el caso de que la indisponibilidad fortuita que impide la capacidad de evacuación de una unidad de producción se produzca en la red de distribución, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas de las unidades de programación afectadas por dicha indisponibilidad junto con el comienzo y la previsión de finalización de la anulación de la capacidad de evacuación.

7.4 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.9 de este procedimiento. El OS procederá conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento de operación.

7.5 Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda.

Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera una modificación de programa de las unidades de producción o de consumo de bombeo, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de medidas aplicadas sobre la demanda, conforme al siguiente orden:

1) Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de ser necesario, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

2) Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Aplicación de la reducción/anulación de las capacidades de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

7.6 Reequilibrio generación-demanda posterior a la solución de las restricciones técnicas en tiempo real.

En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en tiempo real de las restricciones identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o a través del mecanismo de gestión de desvíos.

8. Liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas.

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de solución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8.1 Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas.

La liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos y, cuando proceda, a los cambios en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multiteje, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

8.1.1 Liquidación de los programas de energía.

Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

8.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía.

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía o de adquisición de consumo de bombeo para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo de bombeo respecto al PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1), o para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multiteje para los que por razones de seguridad del sistema, se haya programado el arranque y acoplamiento de turbinas de gas adicionales conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

8.2 Distribución de los sobrecostos derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Los sobrecostos del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9. Mecanismo excepcional de resolución.

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos titulares afectados y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

ANEXO I

Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas

1. Redespachos programados.

1.1 Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase (fase 1): Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (unidad con programa obligado-UPO).

Los redespachos de energía programados para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de solución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple: Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

1. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.

2. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final definitivo (PHFC) de la unidad tras su participación en el mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas

sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo calculado como la energía contratada en este mercado al precio marginal horario del mercado diario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

– Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (unidad con programa obligado-UPO).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB o UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

– Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

– Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, a un consumo de

bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad asociada a la ejecución de un contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.1.2 Segunda fase (fase 2): Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAX, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

c) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2 Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

a) Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

c) Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente K_{BO} , de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

d) Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la solución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K MAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K MIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente K BO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas.

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad y para una unidad de consumo de bombeo sea superior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la solución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O. 3.3 Gestión de desvíos

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de gestión de los desvíos horarios entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al mercado intradiario (MI).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del sistema (OS).
- b) Sujetos del mercado (SM).

3. Definiciones.

3.1 Servicio de gestión de desvíos.

El servicio de gestión de desvíos es un servicio de ajuste del sistema de carácter potestativo prestado por todas las unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de este servicio, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado.

Tiene por objeto hacer frente a los desvíos horarios previstos que se puedan producir tras las sucesivas rondas del mercado intradiario continuo.

Las asignaciones realizadas a partir de las ofertas presentadas por los SM tendrán carácter firme y modificarán los programas de funcionamiento de las unidades de programación.

3.2 Producto de gestión de desvíos.

El producto de gestión de desvíos se define como la energía horaria a subir y a bajar que es capaz de alcanzar una unidad de programación habilitada, considerando un tiempo de activación de 30 minutos.

4. Proveedores del servicio.

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que siendo aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente, obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Para la habilitación de unidades para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo interesadas deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
- c) Solicitud remitida al OS de participación en el proceso de gestión de desvíos entre generación y consumo.
- d) Integración de la instalación en un centro de control habilitado por el OS.
- e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.
- f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.
- g) Resultado satisfactorio de las pruebas de habilitación establecidas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el proceso de gestión de desvíos de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de desvíos.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad por incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Programación del proceso de gestión de desvíos.

5.1 Cálculo del requerimiento de gestión de desvíos.

El operador del sistema, durante la hora previa a la hora de suministro, efectuará su estimación del requerimiento de gestión de desvíos previsto para la siguiente hora respecto al programa horario final definitivo (PHFC), teniendo en consideración los siguientes factores:

- Previsión de la demanda peninsular
- Previsión de la producción de energías renovables (eólica, solar,...)
- Resultado de la participación previa programada en los servicios transfronterizos de balance.
- Indisponibilidades y/o desvíos comunicados por parte de los sujetos del mercado respecto a su programa PHFC.

A estos efectos, los sujetos del mercado titulares de unidades de programación deberán comunicar al OS, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades físicas de consumo de bombeo, tal y como está fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

5.2 Presentación y actualización de ofertas.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de gestión de desvíos podrán presentar sus ofertas de gestión de desvíos, tanto a subir como a bajar, para los periodos de programación del día siguiente.

Estas ofertas deberán reflejar la capacidad de las unidades de programación habilitadas de modificar su programa de energía a subir y a bajar respecto al último programa horario de funcionamiento de aplicación para la hora de suministro, teniendo en consideración asimismo, posibles indisponibilidades o desvíos de sus instalaciones que puedan afectar a la hora de suministro.

El periodo de actualización de ofertas de gestión de desvíos correspondientes a cada periodo de programación horario finalizará 55 minutos antes del inicio de la hora de suministro.

Para cada unidad de programación habilitada, las ofertas horarias presentadas integrarán la siguiente información:

- Tipo de oferta (generación o consumo de bombeo).
- Ofertas de energía a subir:
 - Periodo horario.
 - Número de bloque (orden correlativo empezando por 1, máximo = 10).
 - Energía de cada bloque (MWh).
 - Precio de la energía ofertada en cada bloque (€/MWh).
 - Código de indivisibilidad asociado al primer bloque de cada oferta.
- Ofertas de energía a bajar:
 - La misma información requerida en el epígrafe de ofertas de energía a subir, teniendo en cuenta que el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

El detalle y formato de las ofertas de gestión de desvíos se especificará de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información con el operador del sistema.

5.2.1 Validación de ofertas.

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado para el proceso de gestión de desvíos serán sometidas a los criterios de validación previos al proceso de programación de gestión de desvíos, recogidos en el anexo I de este procedimiento de operación.

Asimismo, el operador del sistema analizará las ofertas recibidas y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los procesos o comunicaciones anteriores, la oferta será limitada. Este proceso se realizará mediante la aplicación de un control respecto de los límites físicos de las unidades de producción y de bombeo. En caso de sobrepasarse estos límites físicos, o, en caso de que la asignación de una oferta provocase una violación de una limitación de programa establecida por razones de seguridad del sistema, se aplicarán los criterios indicados en el anexo I de este procedimiento.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la normativa de aplicación.

5.3 Asignación de ofertas y comunicación de los resultados de la asignación.

En caso de no cubrir las necesidades de balance del sistema eléctrico peninsular español mediante el mecanismo transfronterizo de balance, el operador del sistema podrá asignar las ofertas presentadas por las unidades de programación en el proceso horario de gestión de desvíos mediante el algoritmo de asignación que se especifica en el anexo II de este procedimiento, incorporando estas modificaciones en el siguiente programa horario operativo P48.

La asignación realizada por el OS será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto del mercado titular de la unidad de programación, la obligación de realizar el nuevo programa de entrega/toma de energía derivado de la conjunción de su programa previo más la modificación de programa asociada a la asignación de ofertas para la gestión de desvíos.

Los resultados de la asignación se comunicarán a los sujetos del mercado antes o durante el minuto 30 de la hora anterior a la hora de suministro.

6. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de gestión de desvíos, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones y/o cualquier incidencia o anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

7. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

7.1 Liquidación de la provisión del servicio.

Las unidades de generación y de consumo de bombeo podrán modificar su programa de energía para el proceso de gestión de desvíos.

Las modificaciones programadas en las unidades de generación y de consumo de bombeo por el proceso de gestión de desvíos serán valoradas al precio marginal de las

ofertas horarias asignadas, siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

7.2 Distribución de los costes derivados del proceso de gestión de desvíos.

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de generación o de consumo de bombeo para el proceso de gestión de desvíos será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante la aplicación del mecanismo previsto en este procedimiento, no existiendo reserva de regulación terciaria suficiente, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para resolver los desvíos generación-consumo horarios identificados, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación del servicio.

Las asignaciones de energía que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY}, de valor igual a 1,15, por el precio marginal de gestión de desvíos correspondiente a ese periodo horario o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

Para asignaciones de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN}, de valor igual a 0,85, por el precio marginal de gestión de desvíos correspondiente a ese periodo horario o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de gestión de desvíos

Las ofertas presentadas por las unidades de programación habilitadas para el proceso de gestión de desvíos serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

1. Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas.

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a instalaciones de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para el periodo horario correspondiente. De esta forma, si para un mismo periodo horario se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

Cada oferta estará compuesta por bloques consecutivos, cuyo número no deberá superar el máximo que, en su caso, establezca y publique el OS.

2. Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades físicas de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa sobre las unidades de programación son las siguientes:

- Cumplimiento de límites por seguridad.
- Cumplimiento de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado).
- Cumplimiento de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos generadores y unidades de bombeo).
- No oferta de una energía a bajar mayor su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

Las acciones a tomar cuando un bloque de oferta viole alguno de los límites anteriores dependerán de las condiciones de indivisibilidad del mismo:

- Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que respete el límite.
- Bloque indivisible: El bloque será rechazado completamente.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de gestión de desvíos

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación.

Las características principales que presenta este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

Proceso de asignación en el que se admiten bloques de oferta indivisibles.

Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada periodo de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho periodo.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

1. Se colocan los bloques de oferta en orden creciente de precios (decreciente para requerimiento a bajar) hasta cubrir el requerimiento.

2. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según los siguientes criterios:

- Tienen preferencia los bloques divisibles sobre los indivisibles.
- A igualdad de tipo divisible, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. A igualdad de las condiciones anteriores, tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.

– A igualdad de tipo indivisible, tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.

– A igualdad de las condiciones anteriores, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

3. En caso de existir varios bloques de ofertas al mismo precio en el límite de cobertura, respetando los criterios de ordenación de los puntos anteriores:

- Se prorroga la asignación entre ellos si son divisibles.
- En caso de que estos bloques fuesen indivisibles, tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño.

P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de los grupos generadores, con el fin de que el operador del sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades, conociendo en todo momento los medios de producción disponibles para la operación del sistema, y pueda confirmar las circunstancias que las eximan de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema (OS) y a los sujetos titulares o, en su caso, representantes de las unidades de programación.

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones.

Se considera que una unidad física está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

4. Responsabilidades.

Los sujetos titulares de las unidades físicas de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW, de las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de ajuste de gestión de desvíos y regulación terciaria, y de las unidades de programación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad, son responsables de comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación de sus respectivas unidades de programación, tan pronto como este hecho se produzca o se conozca.

La comunicación posterior de estas indisponibilidades de las unidades de programación al operador del mercado (OM) es responsabilidad del OS.

5. Criterios para la determinación de las indisponibilidades.

Para determinar las potencias indisponibles y los períodos de indisponibilidad de las unidades físicas se atenderá a los siguientes criterios generales:

a) Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia neta indisponible de un grupo, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico, vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

b) El período de indisponibilidad se define como el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de inicio y el instante de fin de indisponibilidad, correctamente comunicados al OS por los sujetos titulares de las unidades. Una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, sin que esta indisponibilidad haya sido anulada, dicho instante de fin será considerado como el de finalización efectiva de dicha indisponibilidad. En consecuencia, una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, la indisponibilidad se considerará firme a todos los efectos, no pudiendo ser modificada, ni tampoco anulada la indisponibilidad a posteriori.

c) En los procesos de arranque y acoplamiento de un grupo se considerará disponible la potencia neta instalada de la unidad, salvo en caso de existencia de limitaciones de su potencia máxima, y ello durante un tiempo como máximo igual al tiempo de arranque de la unidad, en frío o en caliente, según corresponda, contenido en la base de datos estructural del OS.

d) El retraso en el acoplamiento de un grupo, en horas y minutos, una vez llegada la hora límite en la que éste debía tener lugar, tendrá la consideración de indisponibilidad total del grupo hasta el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.

e) Durante el proceso de parada de un grupo se considerará disponible toda su potencia instalada, salvo que exista alguna causa que lo limite.

f) Durante el período de realización de pruebas se considerará que el grupo está disponible si la naturaleza de las mismas permite su anulación o modificación, en caso de requerimiento del OS.

g) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación de la potencia de dicha unidad, estando ésta en condiciones de generarla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades del grupo generador todas aquellas situaciones de reducción de su producción debidas a problemas en elementos o equipos de conexión del grupo con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de grupo, interruptor de generación, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).

h) La disponibilidad de una unidad física se verá afectada por las posibles limitaciones de su fuente de energía primaria, y por otras condiciones que puedan afectar a su potencia máxima, y que limiten su programación, incluyéndose en estos casos:

– Limitaciones en la disponibilidad del combustible utilizado como fuente primaria en las centrales térmicas.

– Reducción del salto neto en las centrales hidráulicas y en las centrales reversibles de bombeo.

– Cotas insuficientes en el embalse superior de las centrales hidráulicas, tanto convencionales como reversibles.

– Limitaciones de la capacidad de consumo de bombeo debidas a cotas excesivas en el embalse superior y/o cotas insuficientes en el embalse inferior de las centrales reversibles de bombeo.

i) La disponibilidad de una unidad física de tipo renovable no gestionable no se verá afectada por aquellas limitaciones de capacidad de generación que sean debidas a una situación de condiciones extremas en su fuente de energía primaria.

6. Procedimiento de actuación.

Tan pronto como una unidad física quede o vaya a quedar indisponible, el titular de la unidad de programación correspondiente lo comunicará al OS, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

La información que deberá ser facilitada al OS será la siguiente:

- a) Unidad indisponible.
- b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- c) Fecha y hora real de finalización de la indisponibilidad.
- d) Potencia neta disponible.
- e) Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada por el sujeto titular de la unidad de programación mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

a) Tras recibir la declaración de una indisponibilidad, siempre que su consideración sea compatible con el horario de comunicación del programa horario operativo (P48) contemplado en los procedimientos de operación, el OS modificará la programación de la unidad afectada en el siguiente programa horario operativo (P48) que deba ser comunicado, incluyendo el nuevo programa realizable por la unidad. En este caso, el déficit de generación resultante será resuelto, cuando así sea necesario, mediante asignación de regulación terciaria o mediante gestión de desvíos, según el caso. Si la comunicación del programa horario operativo (P48) no hubiera podido incluir una indisponibilidad habida, el desequilibrio de generación existente se corregirá, cuando así sea necesario, mediante la utilización de reserva terciaria, sin que ello suponga una modificación del programa horario operativo (P48) comunicado con anterioridad.

b) El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las indisponibilidades comunicadas por el sujeto del mercado titular de la unidad de programación para su consideración en el mercado diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del mercado intradiario (MI).

c) Si mediante la asignación de gestión de desvíos y/o ofertas de regulación terciaria, o bien en el MI se modificase el programa de una unidad de programación declarada indisponible, la comunicación de un adelanto en la finalización de la indisponibilidad previamente comunicada, no podrá dar lugar a una nueva modificación de su programa hasta que no se realice la correspondiente modificación de programa en las siguientes sesiones de subastas o rondas de carácter continuo del MI, o la asignación, en su caso, de ofertas de gestión de desvíos y/o regulación terciaria presentadas para dicha unidad.

d) La declaración de indisponibilidad y la correspondiente modificación del programa horario operativo (P48) no eximirá al sujeto titular de la unidad de programación afectada de la responsabilidad de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados.

e) El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los sujetos titulares de las unidades de programación o errores en la información transmitida.

P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los requerimientos específicos y la forma de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema (OS).

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

- a) Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), y en la operación en tiempo real.
- b) Servicios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.
- c) Gestión de desvíos generación-consumo.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), al operador del mercado (OM) y a los sujetos del mercado, asociados a todas las instalaciones de producción que estén en fase de pruebas de funcionamiento previas a su operación comercial con punto de conexión a la red de transporte, y de aquellas otras que estando conectadas a la red de distribución tengan una potencia neta registrada superior a 50 MW.

3. Definiciones.

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento:

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, disponiendo la instalación del Acta de puesta en servicio para pruebas o autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el órgano administrativo competente, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE).

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial del grupo, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

4. Requerimientos previos a la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento.

4.1 Autorización de pruebas:

Todas las pruebas preoperacionales de funcionamiento que lleven asociada la conexión de la instalación de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su potencia neta registrada es superior a 50 MW, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

Para ello, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá facilitar al OS información detallada del plan de pruebas previsto, en los plazos y forma indicados en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En los casos en los que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá aportar además la conformidad del correspondiente distribuidor para la realización de estas pruebas.

4.2 Requisitos generales previos:

Como paso previo para la autorización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, el OS verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Documentación disponible que acredite la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, incluyendo acta de puesta en servicio para pruebas o autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el órgano administrativo competente.

2. En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución:

a) Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de las medidas del correspondiente punto frontera en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL), de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes, con detalle, en su caso, del código de la instalación de producción a efectos de liquidación (CIL).

b) Disponibilidad en el sistema de control de energía del OS de las telemidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.

c) Verificación de la integración de la instalación en un centro de control, habilitado por el OS, que actúe como interlocutor con el OS para la operación en tiempo real, según se establece en los procedimientos de operación

d) Disponibilidad en la base de datos del OS de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación.

e) Certificación del distribuidor en cuya red evacue la instalación, del cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución.

3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

a) Cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte establecidos en la normativa vigente, debiendo disponer la instalación de producción de la autorización definitiva de conexión a la red de transporte en el informe de verificación de condiciones técnicas de conexión (IVCTC) emitido por el OS, debiendo cumplir así, entre otros, los siguientes requisitos:

– Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.

– Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en los anteriores apartados 2.a), 2.b), 2.c) y 2.d).

4. Verificación del alta de la correspondiente unidad de venta de energía.

5. Verificación de los requerimientos generales previos y comunicación de su cumplimiento.

Una vez cumplidos los requisitos generales previos indicados en el apartado anterior, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción dirigirá al OS la solicitud de autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

El OS verificará el cumplimiento de dichos requisitos y comunicará el cumplimiento o incumplimiento de dichos requisitos.

En caso de cumplimiento, el OS emitirá la correspondiente autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor correspondiente de la autorización para la realización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento en dicha instalación.

5. Comunicación del plan de pruebas y de las entregas de energía previstas.

5.1 Comunicación semanal del plan de pruebas previsto.

Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción deberá facilitar al OS, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), la siguiente información correspondiente al plan de pruebas previsto para dicha semana.

Programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- a) Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- b) Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- c) Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo horario de programación.
- d) Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba
- e) Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

5.2 Actualización de las previsiones de entrega de energía y comunicación de desvíos sobre programa.

El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales deberá facilitar al OS, antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación del día D-1, con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, información actualizada de las previsiones horarias de entrega de energía a la red para el día D, correspondientes a las pruebas de funcionamiento que tenga previsto realizar la instalación.

Asimismo, deberá comunicar al OS los días D-1 y D, con la mayor antelación posible, información actualizada de las previsiones de entregas de energía a la red, en todos aquellos casos en los que la nueva previsión de energía horaria represente una variación mayor de 30 MWh, respecto al valor de la energía horaria previamente comunicada para dicha unidad.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el sujeto del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Estas comunicaciones de desvío respecto a programa facilitadas al OS por el sujeto del mercado asociado a la instalación, darán lugar a redespachos de desvío comunicado aplicable sobre las correspondientes unidades de venta de energía, desvíos que serán gestionados de igual forma que los desvíos comunicados para las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en operación comercial.

5.3 Medios para la comunicación de esta información.

La comunicación entre el operador del sistema, el operador del mercado y los sujetos del mercado asociados a unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se efectuará a través de los medios y con la estructura establecida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

6. Comunicación de indisponibilidades.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación, con el fin de que el OS pueda conocer en todo momento los medios de producción y reservas de potencia disponibles.

7. Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema

7.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

7.1.1 Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

a) Presentación de ofertas: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas mediante el incremento y/o la reducción de su programa de producción.

b) Participación en la fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo

en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

c) Participación en la fase 2: Reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

d) Solución de restricciones técnicas en tiempo real: En caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado todas una oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

7.2 Prestación de servicios de balance y participación en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no podrán participar en los servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria, control de tensión de la Red de Transporte y, gestión de desvíos generación-consumo, hasta su inscripción definitiva en el RAIPPE.

Los grupos en pruebas preoperacionales no podrán integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el RAIPPE.

Durante la operación en tiempo real, por razones de seguridad del sistema, y como último recurso cuando no se disponga de otros medios, el OS podrá, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución, utilizar la reserva de regulación terciaria disponible en los grupos en pruebas preoperacionales y requerir la participación de estas instalaciones de producción en la resolución de los desvíos generación-consumo. Asimismo, el OS podrá requerir en estas condiciones su participación en el servicio de control de tensión de la Red de Transporte, siempre y cuando la instalación de producción se encuentre en condiciones técnicas de poder contribuir a la regulación de tensión.

P.O. 7.3 Regulación terciaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español.

En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

- Provisión del servicio.
- Asignación de la prestación.
- Control y medida de la prestación.
- Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema (OS) y a las instalaciones de producción y de consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

3. Definiciones.

3.1 Regulación terciaria.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria.

A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación constituidas por instalaciones o agrupaciones que cumpliendo los criterios bajo los cuales pueden ser consideradas aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema.

El operador del sistema otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación cuya instalación física o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio. Para obtener la habilitación para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que deseen constituirse o integrarse en dicha unidad de programación deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).
- b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema de acuerdo con los criterios establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

c) Solicitud remitida al OS para la participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.

e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Resultado satisfactorio de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas para la participación en regulación terciaria y gestión de desvíos se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria.

El OS establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación 1.5 por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado deberán poner a disposición del OS la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser

coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto del mercado al OS, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el OS detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes períodos. La limitación abarcará, como mínimo, un período de programación siendo anulada la oferta en los períodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento de operación se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado asociados a las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

- Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el mercado intradiario (de sesiones y/o continuo) o en el mercado de gestión de desvíos.
- Indisponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.
- Aportación de banda de regulación secundaria.
- Otras causas justificadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará veinticinco minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

- El OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
- En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
- Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta de regulación terciaria

en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.

– La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto período de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

10. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el período de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria.

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutida de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

11. Control del cumplimiento del servicio asignado.

El OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

– Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración K_{MAY} , de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

– Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración K_{MIN} , de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos períodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo período de programación.

1. Validación de los bloques de oferta.

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso, y que abarquen todos los períodos de programación del día siguiente.

Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Si uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

- No violación de límites por seguridad.
- No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado asociado a dicha unidad de programación).
- No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).
- No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

– Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación.

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

- El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.
- El proceso de asignación abarca un determinado período de programación.
- Admite asignaciones de duración inferior a un período de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el OS, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el OS no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.
- Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada período de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.
- Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.
- No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

- Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).
- Ordenación de la escalera por precio de oferta:

El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar dando prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al aumento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, y después por orden de llegada de los ficheros de oferta.

– Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.

– El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan

regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.

Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir o a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

1. Objeto.

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, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1 y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a) La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b) La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c) Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el procedimiento de operación 7.2.
- d) Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el procedimiento de operación 7.3.
- e) Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica.

3. Criterios generales.

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

- a) La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.
- b) La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.
- c) La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.
- d) Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a) Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- b) Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- c) Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- d) Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- e) Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- f) Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas.

Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término «PMD» en las fórmulas de este procedimiento de operación significa precio del mercado diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos.

En este procedimiento de operación el término «consumidor directo» se refiere a consumidor directo en mercado.

«Unidad de programación de comercialización» se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

«Unidad de programación de consumidor directo» se refiere a la unidad de programación de consumidores directos en mercado para compra de energía para su consumo en la península.

«Unidad de adquisición para demanda» se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

«Unidad u» se refiere a unidad de programación.

4. Restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

4.1 Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 Oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u.

$NACCC_u$ = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

$PACH_u$ = Precio horario del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a las horas que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

4.1.1.2 Oferta compleja.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCCOC_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u, en aplicación de la oferta compleja.

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja, y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo} (IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$$

$DCACCCOC_u$ = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, donde:

$$DCACCCOC_u = NACCCOC_u \times PACH_u$$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHFC_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el programa diario viable provisional (PDVP) y al programa horario final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la

hora h con programa cero de PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$\text{IMPPHFC}_u = \text{NAF}_{u,\text{phfc}} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,\text{phfc}} \times \text{PAC}_u + \text{NHR}_{u,\text{phfc}} \times \text{PHC}_u + \text{PHFC}_{u,\text{phfc}} \times \text{PEC}_u - \text{IMDCBMI}$$

donde:

$\text{NAF}_{u,\text{phfc}}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHFC.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$\text{NAC}_{u,\text{phfc}}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$\text{NHR}_{u,\text{phfc}}$ = Número de horas diarias con PHFC mayor que cero.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$\text{PHF}_{u,\text{phfc}}$ = Energía diaria del PHFC en el día.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

IMDCBMI_u = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si $\text{IMDCBMI} < 0$ entonces $\text{IMDCBMI} = 0$.

Si $\text{IMPPHFC}_u < 0$, entonces $\text{IMPPHFC}_u = 0$.

Se considera que existe un arranque programado en PHFC en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHFC. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHFC es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPVMER}_u = \text{ERPVPVMER}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERPVPVMER_u = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

4.1.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPVC}_u = \text{ERPVPVC}_u \times \text{PMD}$$

donde:

ERPVPVC_u = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u .

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERPVPV}_u = \text{ERPVPVB}_u \times \text{PMD}$$

donde:

ERPVPVB_u = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u .

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multiteje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina o en su defecto la estimación de la misma.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

$$\text{DCEINCPVP}_u = \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \quad \text{si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u$$

donde:

EINCPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCPVP}_u = \text{MAX} [-\text{ERPVP}_u, \text{MIN} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

$$\begin{aligned} \text{MEDRTR} &= \text{MBC}, & \text{si } \text{RTR} \geq 0 \text{ o si } \text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG} \\ \text{MEDRTR} &= \text{MAX} (\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{MIN} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}] & \text{si } \text{RTR} < 0 \\ \text{y } \text{PVP} &\geq \text{PHFC} + \text{TG} \end{aligned}$$

MEDRTR : medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

MBC: medida en barras central, según se establece en el apartado 14.2.

TG: suma de energía de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real.

RTR: suma de energía de restricciones en tiempo real.

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del programa diario base de funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.2 Reequilibrio generación-demanda.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.1.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible.

4.2.1.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOOSOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta presentada.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.2.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u , sin oferta disponible.

4.2.2.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$\text{OPSCPVP}_{ua} = \text{SCPVP} \times \text{MBC}_{ua} / \sum_{ua} \text{MBC}_{ua}$$

donde:

SCPVP = Sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

5. Banda de regulación secundaria.

5.1 Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCBAN}_u = \text{BAN}_u \times \text{PMBAN}$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta

asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el operador del sistema, previa autorización de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, el valor será 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria.

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

CFBAN = Coste de la banda de regulación secundaria.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

6. Restricciones técnicas del mercado intradiario.

En coherencia con el P.O.3.2 se elimina la liquidación de restricciones técnicas del mercado intradiario.

7. Restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.2.1 Oferta simple.

El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

7.1.2.2 Oferta compleja.

Los derechos de cobro o , en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCERTROC_u = DCERTROC_u + DCACCOC_u$$

donde:

$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$.

$DCACCOC_u = NACCC_u \times PACH_u$.

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía programada en la hora h , calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PEC_u \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$HOCS$ = Horas con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

$ERTROCSD$ = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina o en su defecto la estimación de la misma.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORHORA}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRS_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u. Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \text{Max} (- \text{ERTROCS}_u, \text{min} (0, \text{MBCu} - \text{max} (\text{PHFC}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTROCS}))$$

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

ERTROCS_u = energía programada a subir en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PORHORA_u = Precio horario medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real.

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar.

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTROS}_{u,b} = \text{ERTROSB}_{u,b} \times \text{POSB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERTROSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSB_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b.

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRB_{ucb} = 0,7 \times (ERTROSB_{u,b} + ERTRMERB_u) \times PMD$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCRTR = Sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8. Intercambios internacionales.

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua , correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCIA = Sobrecoste de los intercambios de apoyo entre sistemas.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8.2 Intercambios de apoyo sin precio.

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

a) Intercambio en sentido importador:

– Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

b) Intercambio en sentido exportador:

– Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1 y 7.1.

8.4 Intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

8.4.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_i = \sum b (EIITB_{i,b} \times PEIITB_{i,b})$$

$EIITB_{i,b}$ = Energía de importación del bloque de oferta b correspondiente a intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i .

$PEIITB_{i,b}$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la importación programada en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

8.4.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB_i = \sum b (EEITB_{i,b} \times PEEITB_{i,b})$$

$EEITB_{i,b}$ = Energía de exportación del bloque de oferta b correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i .

$PEEITB_{i,b}$ = Precio del bloque de oferta b asociado a la exportación programado en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

9. Gestión de desvíos.

9.1 Gestión de desvíos a subir.

La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCPRD_u = EPRDS_u \times PMPRDS$$

donde:

$EPRDS_u$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u .

$PMPRDS$ = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la asignación de desvíos a subir en la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar.

La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPPRD_u = EPRDB_u \times PMPRDB$$

donde:

$EPRDB_u$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u.

$PMPRDB$ = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. Regulación terciaria.

10.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$ = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u.

$PMTERS$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

donde:

$ETERB_u$ = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u.

$PMTERB$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. Regulación secundaria.

11.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

$CATS$ = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, $CATS$ será igual a 1,15.

$ESECS_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.

$PMSECS$ = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

11.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85.

ESECB _{z} = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z .

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

12. Incumplimiento de las asignaciones de gestión horaria de desvío y terciaria.

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación, z , y de forma agregada para las unidades de producción con asignación de gestión de desvíos y energía terciaria del mismo sujeto de liquidación no pertenecientes a zona de regulación, s .

12.1 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria de la zona de regulación o del sujeto de liquidación se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times PBAL_{z,s} \times 0,2$$

donde:

EINCLEBALS _{z,s} = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la zona z o del sujeto de liquidación s . Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = \max [-STGS_{z,s}, \min (0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s})]$$

donde:

MBC _{u} = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2 de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s .

$$EREFS_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

SRTRS _{z,s} = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s , obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$PBAL_{z,s}$ = precio medio de la energía asignada a subir por gestión de desvíos y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$$PBAL_{z,s} = [\sum_u (ETERS_u \times PMTERS) + \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s)] / [\sum_u ETERS_u + \sum_{u,s} EPRDS_{u,s}]$$

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de gestión horaria de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento, según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLEBAL_S_u = OPEINCLEBAL_S_s \times EINCLEBAL_S_u / \sum_u EINCLEBAL_S_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBAL_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$$EINCLEBAL_{u,s} = \max [-STGS_{u,s}, \min (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s})]$$

$STGS_{u,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$$EREFS_{u,s} = PHFC_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$$

$SRTRS_{u,s}$ = saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.2 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times PMD$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALB}_{z,s} = -\text{mín} [-\text{STGB}_{z,s}, \text{máx} (0, \sum_{z,s} \text{MBCu} - \text{EREFB}_u)]$$

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

SRTRB_{z,s} = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

STGB_{z,s} = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas siguientes:

$$\text{OPEINCLEBALB}_u = \text{OPEINCLEBALB}_s \times \text{EINCLEBALB}_{u,s} / \sum_u \text{EINCLEBALB}_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación sí se calculará según la fórmula siguiente:

EINCLEBALB_{u,s} = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$$\text{EINCLEBALB}_{u,s} = -\text{mín} [-\text{STGB}_{u,s}, \text{máx} (0, \text{MBC}_{u,s} - \text{EREFB}_{u,s})]$$

STGB_{u,s} = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$$\text{EREFB}_{u,s} = \text{PHFC}_{u,s} + \text{SRTRB}_{u,s} + \text{STGB}_{u,s}$$

SRTRB_{u,s} = saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria (OPEINCLEBAL) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de ajustes del sistema. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCINCLEBAL_u = - OPEINCLEBAL \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

OPEINCLEBAL = suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

13. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia.

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde:

ERSINT_{ua} = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

14. Desvíos entre medida y programa de liquidación.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al programa horario de liquidación (PHL).

14.1 Programa horario de liquidación (PHL).

El programa horario de liquidación (PHL) de la unidad u se calculará como la suma de:

- Energía del programa horario final (PHFC),
- Energías asignadas en el programa horario operativo (P48), excluida la energía de los desvíos comunicados.
- Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia ERSINT_{ua}.

14.2 Medida en barras de central.

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

b) La medida en barras de central de unidades de programación de importación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

c) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación uexp.
 PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación uexp en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional frint. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d) La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum \alpha \sigma \rho \sigma \eta t$ (MPFC_{ua,pa,nt} × CPERN_{pa,nt}).

CPERN_{pa,nt} = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

En caso de que no se disponga de cierre de medidas, y por tanto no se disponga de medidas de todas las unidades de programación de comercialización y consumidor directo, se calculará el saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE como:

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBClipot - PHLdemresto$$

donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBClipot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del P.O. 14.1.

PHLdemresto = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

Este saldo se asignará de forma proporcional al programa horario de liquidación de cada unidad de programación de comercialización y consumidor directo:

$$SALDOENEua = SALDOENE \times PHLua / \sum \alpha PHLua$$

donde:

PHLua = Programa horario de liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el P.O. 14.1.

SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE).

La medida en barras de central de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos se calculará como:

$$MBCua = PHLua + SALDOENEua + MBClipot,ua$$

donde:

MBClipot,ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del P.O. 14.1.

e) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

14.3 Precio de los desvíos.

A efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas:

- por el procedimiento de resolución de desvíos.
- por regulación terciaria.

- por regulación secundaria.
- por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas.

$$\text{SNSB} = \sum_{u,s} (\text{EPRDS}_{u,s} + \text{EPRDB}_{u,s}) + \sum_u (\text{ETERS}_u + \text{ETERB}_u) + \sum_z (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z) + \sum_{i,b} (\text{EIITBi},b + \text{EEITBi},b)$$

14.3.1 Precio de desvíos a subir.

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{PDESVS} = \text{mínimo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSB})$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

14.3.2 Precio de desvíos a bajar.

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{PDESVB} = \text{máximo} (\text{PMD}, \text{PMPRTSS})$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.1, 9.1, 10.1 y 11.1, respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

14.4 Cálculo de desvíos.

14.4.1 Desvío de las zonas de regulación.

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DESV}_z = \sum_u (\text{MBC}_u - \text{PHL}_u) \times \text{PUZ}_{u,z} - (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z.

PHL_u = Programa horario de liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z.

$PUZ_{u,z}$ = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z.

$ESSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.

$EBSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z.

14.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.

El desvío de cada unidad de programación u, no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u, según lo establecido en el apartado 14.2.

PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u, según lo establecido en el apartado 14.1.

14.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos.

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

– El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 14.4.1.
– El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de producción sin zona de regulación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades potfolio de actividad de producción por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades portfolio por la actividad de consumo por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

14.5.1 Desvío positivo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVS}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($\text{DESV}_{uz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DESV}_{uz,d} \times \text{DESV}_d \times (\text{PDESVS} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVP}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVP}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos positivos } \text{DESVP}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a) y b) anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDES}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDES}_{uz,d}$$

14.5.2 Desvío negativo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DESV}_d \times \text{PDESVB}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($\text{DESV}_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD}$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($\text{DESV}_{uz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDES}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} \times \text{PMD} + \text{DESV}_{uz,d} \times \text{DESV}_d \times (\text{PDESBS} - \text{PMD}) / \sum_u \text{DESVD}_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u \text{DESVN}_{uz,d} = \text{suma de los desvíos negativos } \text{DESVN}_{uz,d} = \text{DESV}_{uz,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$\text{ECODESV}_d = \sum_{uz} \text{DCDESV}_{uz,d} + \sum_{uz} \text{OPDESV}_{uz,d}$$

14.5.3 Desvío cero.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

a) La unidad u con desvío positivo ($\text{DESV}_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDESV}_{u,d} = \text{DESV}_{u,d} \times \text{PMD}$$

b) La unidad u con desvío negativo ($\text{DESV}_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDESV}_{u,d} = \text{DESV}_{u,d} \times \text{PMD}$$

14.6 Desvíos internacionales entre sistemas.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistemas eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional:

$$\text{DIR} = \sum_{\text{frint}} \text{DIR}_{\text{frint}}$$

donde:

$\text{DIR}_{\text{frint}}$ = Desvío internacional en la frontera frint,

– Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCDIR} = \text{DIR} \times \text{PDESVS}$$

– Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPDIR} = \text{DIR} \times \text{PDESVB}$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las

unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

14.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

14.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos.

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente ($SALDOLIQ < 0$) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora ($SALDOLIQ > 0$) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

SALDOLIQ = saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora.

MBC_{ua} = consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

14.9 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

DCDESC = ENEDESCI × PDESVS, si el descuadre es en sentido importador.
 OPDESC = ENEDESCE × PDESVB, si el descuadre es en sentido exportador.

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en el apartado 27.7 de la Circular 2/2014 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. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

15. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

15.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PDBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPDBF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPDBF_{ug}) \times PMD \times 1,3$$

donde:

$ENPDBF_{ug}$ = Energía en PDBF de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHFC dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora h :

$$OPUPGPHF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPHFC_{ug}) \times PMD \times 0,15$$

donde:

$ENPHFC_{ug}$ = Energía en el último PHFC de la hora de la unidad de programación genérica ug .

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación.

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2 se repartirá según el método descrito en el apartado «14.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos».

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

16.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 16.1, 16.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

17. Liquidación del control del factor de potencia.

Desde la fecha de entrada en vigor del 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, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

18. Consolidación de importes horarios de reparto a las unidades de adquisición.

El operador del sistema podrá realizar a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por el importe total de los derechos de cobro y obligaciones de pago de reparto proporcional según consumo medido de los saldos horarios establecidos en los apartados 4.3, 5.3, 7.3, 8.1, 8.2, 8.3, 12.3, 14.6, 14.8 y 14.9 u otros costes repartidos a la demanda con los mismos criterios de los apartados anteriores.

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

El cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los sujetos con una antelación mínima de seis meses antes de la fecha de implantación.