

**REGLAS DE FUNCIONAMIENTO
DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**5 de abril de 2001
(B.O.E. 20 abril de 2001)**

REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PREÁMBULO

- I. En virtud de los artículos 32 y 33 de la Ley del Sector Eléctrico el operador del mercado asume, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y, en particular, la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica.
- II. El artículo 19.3 de la Ley del Sector Eléctrico, establece que los titulares de unidades de producción, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados deben adherirse a las condiciones que conjuntamente establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía, que serán públicas, transparentes y objetivas.
- III. El Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que para adquirir la condición de agentes del mercado de producción de energía eléctrica, los productores y autoprodutores de energía eléctrica, los agentes externos que realicen la incorporación a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedente de otros sistemas exteriores, los distribuidores, comercializadores y los consumidores cualificados, deberán haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción de energía eléctrica establecidas por el operador del mercado, en el correspondiente Contrato de Adhesión.
- IV. Para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica 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 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, y a ellas se adhieren expresamente los compradores y vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.
- V. El mercado de producción se estructura en el mercado diario de producción, mercado intradiario, mercado de servicios complementarios, contratos bilaterales físicos de acuerdo con el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997 y contratos bilaterales de acuerdo con el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000. Los agentes del mercado actúan como compradores y vendedores en el mercado diario y en el intradiario. Además, pueden suscribir contratos bilaterales, cuya ejecución comunicarán al operador del mercado antes del cierre de la sesión del mercado diario en caso de afectar a las interconexiones internacionales, y tras realizarse la casación del mercado diario en caso de no afectar. Finalmente, también pueden ser oferentes en el mercado de servicios complementarios cuando se trate de servicios potestativos y en las condiciones que se establecen en los Procedimientos de Operación del Sistema y, a efectos de liquidación, en estas Reglas.

CAPITULO PRIMERO

REGLAS GENERALES

REGLA 1ª- ALCANCE DE LAS REGLAS DEL MERCADO Y OBJETO DEL CONTRATO DE ADHESIÓN

De conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, y específicamente para el mercado diario e intradiario su gestión económica y la participación en el mismo de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y los consumidores cualificados, 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 venta y adquisición de energía eléctrica;
- El procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario, de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica;
- La determinación y comunicación al operador del sistema, de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiario, y a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición;
- La determinación y comunicación al operador del sistema, del programa diario base de funcionamiento derivado de la casación en el mercado diario, de los contratos bilaterales comunicados por los agentes, y de los excedentes de producción de los autoprodutores, a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y a los distribuidores, de los datos correspondientes exclusivamente a su red de distribución agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema;
- La determinación y comunicación al operador del sistema del programa horario final derivado de cada sesión del mercado intradiario, a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y a los distribuidores, de los datos correspondientes exclusivamente a su red de distribución agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema;
- La determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema del precio marginal de la energía eléctrica, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario;
- La determinación y comunicación a los agentes del mercado y al operador del sistema de los precios finales de la energía eléctrica;
- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud del precio final de la energía eléctrica;
- El procedimiento de cálculo y aceptación de garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones en el mercado de producción de energía eléctrica;
- La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran, así como las modificaciones derivadas del

proceso de solución de restricciones técnicas, incorporando en este caso los contratos bilaterales afectados;

- 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 del mercado de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran;
- la publicación mensual de las ofertas presentadas por los agentes, en cada uno de los mercados diario e intradiario, una vez transcurridos tres meses desde el final del mes a que se refieran.

- b) Las condiciones de adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica.
- c) La determinación de las garantías que deben prestar los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica.
- d) El procedimiento de revisión de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

REGLA 2ª- CONDICIONES DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

- 2.1 La participación de los vendedores y compradores en el mercado de producción de energía eléctrica exige su adhesión a las presentes Reglas de Funcionamiento y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las mismas y, en particular en la presente Regla.
- 2.2 Los compradores y vendedores que deseen actuar en el mercado de producción de energía eléctrica deberán solicitarlo ante la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. suscribiendo por duplicado y entregando en el domicilio social de dicha Compañía Operadora la solicitud de adhesión al mercado y a las Reglas de Funcionamiento del mismo. La Compañía Operadora dispondrá de modelo de solicitud de adhesión de utilización voluntaria por los interesados.
- 2.3 A la solicitud de adhesión deberán acompañarse los siguientes documentos:
 - Documento acreditativo, con la necesarias fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y, en su día, del firmante del Contrato de Adhesión.
 - Número de Identificación Fiscal de la entidad presentadora de la solicitud.
 - Cualquier otra documentación exigible conforme a las leyes y reglamentos aplicables, especialmente la relativa a las autorizaciones administrativas e inscripciones en los registros que sean necesarias.
- 2.4 Presentada la solicitud de adhesión, el operador del mercado comprobará 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 venta y adquisición de energía eléctrica a las que se refieren las presentes Reglas de Funcionamiento. 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 informático 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 el mercado 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.

- 2.5 Realizadas las actuaciones y comprobaciones establecidas en los apartados anteriores, el solicitante suscribirá el Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, con el contenido, ambos documentos, que haya aprobado el Ministerio de Economía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.
- 2.6 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 adquirente en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas Reglas. La falta de presentación de esta garantía impedirá al interesado intervenir en el mercado. Si dicha falta de presentación superara el plazo de quince días hábiles a contar desde el siguiente al de la suscripción del Contrato de Adhesión, este será nulo y la adhesión quedará sin efecto. El régimen de la garantía será el establecido en estas Reglas.

CAPITULO SEGUNDO

MERCADO DIARIO

REGLA 3ª- CONCEPTO Y OBJETO

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 venta y adquisición 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 de programación, correspondiente al día siguiente al de la sesión, y comprensivo de veinticuatro períodos horarios de programación consecutivos (veintitrés o veinticinco períodos en los días en que se produzca cambio de hora).

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario de programación.

REGLA 4ª- OFERTAS ECONÓMICAS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 SUJETOS

4.1.1 VENEDORES EN EL MERCADO DIARIO

Los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Es condición necesaria para que los vendedores citados puedan presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario que las instalaciones de producción de energía eléctrica de las que sean titulares estén debidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los agentes del mercado que ostenten la condición de comercializadores, para actuar como agentes vendedores, deberán acreditar su inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, en su apartado de comercializadores.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 2019/1997 y en los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, son vendedores en el mercado diario:

- a) Los titulares de aquellas unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en la Disposición transitoria octava de la Ley del Sector eléctrico.
- b) Los titulares de aquellas unidades de producción que a la entrada en vigor de la Ley del Sector eléctrico estén sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio público.

- c) Los titulares de unidades de producción que no estén sometidos al régimen previsto en el citado Real Decreto 1538/1987 y cuya potencia instalada sea igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW.
- d) Los autoprodutores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector eléctrico, una vez abastecidas sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales, cuando su participación sea mayoritaria, por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran.
- e) Los agentes externos cuya participación como productores en el mercado de producción de energía autorice el Ministerio de Economía, figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente y se adhieran a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.
- f) Los agentes vendedores que actúen como mediador a los que se refiere el artículo 17.2 del Real Decreto-Ley 6/2000, en los términos en los que autorice el Ministerio de Economía.
- g) Los comercializadores 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 en régimen especial.

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

Los titulares de las unidades de producción a que se refieren las letras a) y b) de este apartado estarán obligados a presentar ofertas económicas 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 períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los titulares de unidades de producción a que se refiere la letra c) de este apartado podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado para aquellos períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que estimen oportunos.

Los autoprodutores a que se refiere la letra d) de este apartado vendrán obligados a presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran, para las unidades de producción de su titularidad, cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico, y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que, por sus características, queden excluidos del sistema de ofertas.

En los demás supuestos, estos autoprodutores podrán presentar ofertas económicas de venta de energía eléctrica por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran para aquellos períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos.

El agente vendedor al que se refiere el apartado f) podrá actuar de forma globalizada para el conjunto de instalaciones en régimen especial, según lo previsto en el artículo 17 del Real Decreto-Ley 6/2000, siempre que figure de forma explícita en la autorización que a tal efecto dicte el Ministerio de Economía, por la energía que oferte en nombre propio pero por cuenta de terceros. Si actúa en nombre del titular de las instalaciones, este último tendrá que tener la condición de agente del mercado y las ofertas se realizarán individualmente por cada instalación de producción.

Los comercializadores a los que se refiere la letra g) podrán presentar ofertas económicas 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 cualificados, conforme establece el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000.

4.1.2 UNIDADES DE PRODUCCIÓN

A los efectos de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se considerarán unidades de producción las instalaciones de producción debidamente autorizadas y cuyo titular las ha inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refieren los artículos 21 y 31 de la Ley del Sector eléctrico en los términos que se establecen en el artículo 4a) y en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Asimismo, se consideran a todos los efectos unidades de producción, las unidades definidas para realizar ofertas de venta por los agentes externos, los comercializadores y los agentes vendedores a que se refiere el artículo 17 del Real Decreto-Ley 6/2000.

A los efectos de la presentación de ofertas de venta de energía eléctrica se entiende por unidad de producción:

- a) De las unidades de producción en régimen ordinario, cada grupo térmico turbogenerador, cada central de bombeo puro, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas, en los términos que determina la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- b) Cada uno de los agentes productores autorizados a la venta de energía en cada una de las interconexiones internacionales en las que tengan autorización.
- c) De las unidades de producción en régimen especial, cada instalación de producción en régimen especial con una potencia instalada superior a 50 MW, y cada instalación de producción de potencia inferior o igual a 50 MW, cada unidad de gestión de centrales hidráulicas y cada unidad de gestión de un conjunto de aerogeneradores de un parque, en los términos que determina la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, cuyo titular sea un agente del mercado.
- d) De las unidades de producción en régimen especial, cada conjunto de instalaciones de producción en régimen especial que cumpla las condiciones establecidas en el artículo 17 del Real Decreto-Ley 6/2000, cuyas ofertas sean presentadas por medio de un Agente Vendedor, siempre que figure de forma explícita en la autorización a que se refiere la letra f) del apartado 4.1.1.

- e) Cada uno de los comercializadores que están autorizados a realizar contratos de adquisición en los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, definirá una unidad de producción diferente por cada una de las fronteras con el sistema eléctrico español peninsular, así como una unidad de producción específica para toda la energía procedente del régimen especial, con las que hará las ofertas de venta al mercado de forma individualizada con cada una de ellas, por la energía que contrate en los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000 y que quiera incorporar al mercado. Con esas mismas unidades de producción podrá ejecutar contratos bilaterales con sus clientes.

4.1.3 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de venta se presentarán al operador del mercado.

4.1.4 ALTA EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

El operador del mercado dará de alta las unidades de producción en el sistema de información del operador del mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad de producción haya registrado en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción o en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Clientes Cualificados del Ministerio de Economía, con los datos de las autorizaciones administrativas, y con los aportados por el agente titular de la unidad de producción. Los datos del sistema de información del operador del mercado serán:

- Código de la unidad de producción (definido por el operador del mercado).
- Descripción de la unidad de producción.
- Tipo de la unidad de producción.
- Clase de la oferta (venta o compra).
- Código del sistema eléctrico al que pertenece.
- Energía horaria mínima y máxima en MWh con un máximo de un decimal.
- Gradiente máximo de subida, bajada, arranque y parada, en MW/min. En caso de no tener valor se entiende que no tiene límite.
- Indicación de si la unidad de gestión hidráulica esta compuesta por centrales de régimen fluyente.

El código del sistema eléctrico indica si la unidad de producción está en un sistema eléctrico externo y la frontera eléctrica afectada para la venta de la energía ofertada en el sistema eléctrico español. Todas las unidades de producción externas deberán declarar la frontera de interconexión con el sistema eléctrico español (Francia, Andorra, Portugal y Marruecos), a través de la cual van a realizar las ventas ofertadas.

La habilitación para el uso de 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, ni para actuar en nombre de un agente distinto de aquél con el que mantenga una relación de servicios dependiente.

A estos efectos, quienes pretendan actuar en nombre de un agente, antes de ser habilitados en los medios de comunicación electrónica del operador del mercado, deberán presentar a éste una declaración en la que manifiesten que no mantienen relación de servicios dependiente con otros agentes.

Lo establecido en los dos párrafos anteriores se entiende sin perjuicio de los supuestos en los que las disposiciones vigentes sobre el sector eléctrico contemplan la intervención de un único agente en nombre de varios.

4.2 CLASES

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o complejas en razón de su contenido.

4.3 OBJETO Y CONTENIDO DE LAS OFERTAS

4.3.1 OFERTAS SIMPLES

A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado son ofertas simples las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten para cada período horario de programación y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación dentro de un mismo horizonte diario de programación hasta un máximo de 25 tramos de capacidad de producción para una misma unidad de producción, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo éste creciente. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

4.3.2 OFERTAS COMPLEJAS

A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía eléctrica 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 6ª. Son condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas, las siguientes:

4.3.2.1 CONDICIÓN DE INDIVISIBILIDAD

La condición de indivisibilidad es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de la oferta económica de venta de energía eléctrica genera en favor del titular de la unidad de producción el derecho a que, si el tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea, por toda la energía eléctrica ofertada y nunca por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la Regla 8, o por la aplicación de la condición de gradiente de carga.

Los vendedores sólo pueden incorporar a la oferta económica de venta de energía eléctrica por cada unidad de producción la condición de indivisibilidad para el tramo de menor precio de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada período horario de programación.

Las unidades de gestión hidráulica no podrán incorporar esta condición salvo que se trate de centrales de régimen fluyente.

4.3.2.2 CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS

Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que presenten por cada unidad de producción que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en pesetas o

céntimos de euro, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en pesetas o céntimos de euro por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales.

En el caso de que se presenten ofertas, para cada unidad de producción, con más de doce tramos a precio cero, no se podrá incluir en la oferta la condición de ingresos mínimos.

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.

4.3.2.3 CONDICIÓN DE PARADA PROGRAMADA

Es la condición que los vendedores pueden incluir en la oferta económica de venta de energía eléctrica que presenten por cada unidad de producción, 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 de los tres primeros períodos horarios de programación del horizonte diario de programación. La energía eléctrica ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los referidos tres períodos horarios de programación, y no será de aplicación a las ofertas económicas de venta de energía eléctrica en estos tres períodos horarios de programación la condición de variación de capacidad de producción.

En todo caso, las ofertas rechazadas por la condición de ingresos mínimos que tienen la condición de parada programada son también no divisibles, salvo en lo establecido en las reglas de reparto, sin que pueda existir ningún otro tramo de producción no divisible en el mismo periodo de programación.

4.3.2.4 CONDICIÓN DE VARIACIÓN DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN O GRADIENTE DE CARGA

Los vendedores podrán incorporar esta condición a las ofertas económicas de venta de energía eléctrica. La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de producción una diferencia máxima de variación de capacidad de producción al alza o a la baja de la misma, entre dos períodos horarios de programación consecutivos, pudiendo incluirse también la que corresponde al arranque y parada de dicha unidad de producción. Esta condición se expresará en MW/minuto, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción de dicha unidad de producción. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de producción en el período horario de programación para el que el vendedor haya presentado la oferta económica de venta de energía eléctrica.

4.4 LUGAR Y TIEMPO DE PRESENTACIÓN DE LAS OFERTAS DE VENTA

Las ofertas de venta deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del período de aceptación de ofertas, 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 de Funcionamiento del Mercado serán alguno o algunos de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a Través de Líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a Través de Líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

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.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de 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 venta.

La hora de recepción de las informaciones que deban remitir los vendedores al operador del mercado será la que indique el sistema informático de operador del mercado en el momento de la recepción.

El operador del mercado informará a los vendedores 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.

El operador del mercado empleará su sistema de comunicación de mensajes, que deja constancia del contenido de la comunicación y de su envío, para comunicar a los vendedores la apertura del período de recepción de ofertas para la primera iteración.

4.5 FORMATO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE VENTA

Los vendedores habrán de incluir, en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que presenten al operador del mercado por cada unidad de producción y para período de programación, las siguientes informaciones:

- a) Código de la unidad de producción.
- b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de venta.
- d) Fecha del horizonte diario de programación. 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 de programación, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario de programación no se utiliza.

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

- f) Indicador de 'Oferta por defecto para', que indica si la oferta por defecto es para la ejecución de la casación del mercado diario o para el proceso de primera iteración. Solo tiene validez si la oferta es por defecto.
- g) Indicador de si los precios de la oferta se expresan en pesetas o en céntimos de euro.
- h) Condición de ingreso mínimo para la unidad de producción, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:
 - Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o céntimos de euro, sin que puedan incluirse decimales.
 - Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o céntimos de euro por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales.
- i) El gradiente máximo de variación de carga de la unidad de producción al alza y a la baja (gradientes máximos de subida y bajada, y de arranque y parada) expresados en MW/minuto con un máximo de una cifra decimal. En el caso de ser igual a "cero" significa que la oferta no incorpora esta condición.
- j) Por cada uno de los hasta veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de venta de una unidad de producción, y cada uno de los períodos horarios de programación, se darán los siguientes datos:
 - j.1) Período horario de programación al que corresponde la oferta económica de venta.
 - j.2) Volumen de energía eléctrica ofertada en el tramo por la unidad de producción para cada período horario de programación expresada en MWh con un máximo de un decimal.
 - j.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en pesetas o céntimos de euro por kWh, con un máximo de tres decimales.
 - j.4) Indicación en el primer tramo de cada periodo de programación de si el tramo de energía eléctrica es o no divisible.
 - j.5) Indicación, en los tres primeros periodos del periodo de programación, de si la oferta económica de venta del primer tramo de energía eléctrica corresponde o no a una condición de parada programada, para los tres primeros periodos horarios del periodo de programación.

4.6 EFECTOS

4.6.1 VERIFICACIÓN DE LAS OFERTAS DE VENTA

Las ofertas de venta presentadas por los vendedores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

4.6.1.1 VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA SESIÓN

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de venta 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 período de aceptación de ofertas.

4.6.1.2 VERIFICACIÓN DEL VENDEDOR

El operador del mercado verificará:

- Que el agente vendedor está dado de alta en el sistema de información del operador del mercado.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas de venta para la unidad de producción en el momento de presentación de la misma. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de producción para las que no esté habilitado.

4.6.1.3 VERIFICACIÓN DE LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta económica de venta que las instalaciones que integran la unidad de producción por la que se presenta dicha oferta están dadas de alta en el sistema de información del operador del mercado.

4.6.1.4 VERIFICACIONES DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE VENTA CON LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

1. Energía máxima a ofertar en un periodo de programación:

El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, y antes de la casación que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción en cada periodo de programación es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del sistema de información del operador del mercado.

2. Condición de Variación de la capacidad de producción:

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que el gradiente de subida, bajada, arranque y parada 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.

4.6.1.5 VERIFICACIONES DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE VENTA CON LA INFORMACIÓN DE QUE DISPONE EL OPERADOR DEL MERCADO ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

El operador del mercado comprobará, antes de la posible aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el vendedor para la unidad de producción, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo dicha unidad de producción, conforme a las informaciones sobre excepciones a la obligación de presentar ofertas de que disponga el operador del mercado,

enviadas previamente por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado, en el momento de presentación de la oferta.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado, recibidas en el sistema de información del operador del mercado antes del cierre de la sesión, así como la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales internacionales, podrán determinar que las correspondientes ofertas de venta no sean consideradas válidas y, en consecuencia, no serán incluidas en la casación.

4.6.1.5.1 DEFINICIÓN E INCORPORACIÓN DE LA INFORMACIÓN SOBRE INDISPONIBILIDADES ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA AL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

La información sobre indisponibilidades enviada por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado se realizará a través de éste y contendrá siempre todas las indisponibilidades que el operador del sistema tiene confirmadas de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física, si bien en el caso de las unidades de gestión hidráulica, el operador del sistema puede indicar, en el registro de envío de la indisponibilidad de una unidad física, que la unidad de gestión hidráulica a la que pertenece está totalmente indisponible. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades de producción no incluidas en la última información recibida del operador del sistema están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el sistema de información del operador del mercado en el momento de recepción del sistema de información del operador del mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación la hora de cierre de la sesión.

4.6.1.5.2 VERIFICACIÓN DE OFERTAS

El operador del mercado verificará que la energía incorporada en las ofertas de venta por hora por la unidad de producción está dentro de los márgenes permitidos, es decir:

- Es menor o igual que el menor de P_{MAX} o P_{DISP}.
- Es mayor o igual que P_{MIN}.

Si ambas verificaciones se cumplen la oferta se dará por válida, siendo:

- P_{MAX}: Potencia máxima definida en el sistema de información para la unidad de producción (suma de las potencias máximas de las unidades físicas).
- P_{MIN}: Potencia mínima definida en el sistema de información para la unidad de producción (suma de las potencias mínimas de las unidades físicas).
- P_{DISP}: Potencia máxima de una unidad de producción, una vez descontada la potencia indisponible de sus unidades físicas.

4.6.1.6 VERIFICACIÓN DEL CONTENIDO DE LA OFERTA

- a) Verificación de que los tramos correspondientes a la parada programada corresponden al primer tramo de los tres primeros periodos de programación y que éstos sean decrecientes en términos de energía eléctrica ofertada.
- b) Verificación de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de producción tienen precios crecientes respecto de la energía eléctrica ofertada.
- c) Verificación de que los ingresos mínimos que el vendedor incorpore como condición en la oferta de venta de energía eléctrica para la unidad de producción, no son superiores en un 100% al ingreso que supondría la oferta de venta simple completa de la unidad de producción.
- d) Verificación de que no existen más de doce tramos a precio igual a cero en caso de haber declarado condición de ingresos mínimos.
- e) Verificación de que la oferta por la unidad de producción incorpore un sólo tramo indivisible para cada período horario de programación.

4.6.2 ACEPTACIÓN DE LAS OFERTAS DE VENTA

La última oferta de venta válida de energía eléctrica presentada por los vendedores al operador del mercado para cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, devendrá firme en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

4.6.3 CONFIDENCIALIDAD

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.

El operador del mercado y el operador del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de venta de energía eléctrica conforme a lo indicado en estas reglas.

4.6.4 INFORMACIÓN

El operador del mercado informará a los vendedores en el mercado diario de los siguientes extremos:

- Confirmación automática de la recepción de la oferta económica de venta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.
- Verificación en los términos establecidos en esta Regla de la oferta económica de venta de energía eléctrica que le haga el vendedor y comunicación automática del resultado de la verificación.

- Aceptación de la oferta económica de venta 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.
- 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 el agente.

4.6.5 EFECTOS DE LA INCLUSIÓN DE LA OFERTA DE VENTA EN EL PROCESO DE CASACIÓN

La inclusión en la casación tendrá los siguientes efectos:

- Que el tramo de venta de energía eléctrica resulte casado si el precio ofrecido para la energía eléctrica en el período horario de programación de que se trate, es igual o inferior al precio resultante de la casación en dicho periodo horario, sin perjuicio de la aplicación de la regla de reparto contenida en el proceso de casación simple. En el supuesto de que concurrieren en un mismo horizonte diario de programación ofertas económicas simples y complejas de venta de energía eléctrica, la casación de un tramo de una oferta compleja estará sujeta a las condiciones establecidas en el proceso de casación cuando concurren ofertas simples y complejas.
- Que la unidad de producción de que sea titular el vendedor resulte incluida en el orden de precedencia económica que se derive de los precios de las ofertas económicas de venta de energía eléctrica presentadas al operador del mercado en cada período horario de programación, tanto en el supuesto de que se consideren en la casación todas las ofertas económicas de venta de energía eléctrica como ofertas simples, como en el caso en que concurren en la misma ofertas simples y complejas de venta de energía eléctrica.
- Que la unidad de producción de que sea titular el vendedor y por la que haya presentado al operador del mercado ofertas económicas de venta de energía eléctrica tenga precedencia en el orden de entrada en funcionamiento respecto de otras unidades de producción de acuerdo con el orden de precedencia referido en el apartado anterior siempre que la oferta correspondiente resulte casada y sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas de acuerdo con el procedimiento de resolución de restricciones técnicas.
- Que el vendedor obtenga, en los términos que se establecen a estos efectos, el precio por la energía eléctrica que efectivamente suministre, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.
- Que la oferta económica de venta de energía eléctrica que hubiera presentado el vendedor al operador del mercado permanezca válida en tanto que no sea sustituida por otra oferta económica de venta de energía eléctrica por la misma unidad de producción y por el mismo período horario de programación o bien sea retirada por el agente en caso de que la unidad pase a estar exenta de la obligación de presentar ofertas, sin perjuicio del cumplimiento por parte del agente de sus obligaciones legales así como de las obligaciones de información del operador del mercado.
- Que el vendedor acepte los resultados de la casación en los términos que se deriven de las Reglas de Funcionamiento del Mercado.
- Que el vendedor suministre la energía eléctrica ofertada por cada unidad de producción de la que sean titulares, en el supuesto de que la oferta económica de

venta de energía eléctrica resulte casada, y la unidad de producción despachada, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.

REGLA 5ª- OFERTAS ECONÓMICAS DE ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1 SUJETOS

5.1.1 COMPRADORES EN EL MERCADO DIARIO

5.1.1.1 A los efectos de lo establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, son compradores en el mercado diario los distribuidores, comercializadores, los consumidores cualificados y los agentes externos cuya participación como distribuidores, consumidores cualificados o comercializadores en el mercado de producción de energía eléctrica autorice el Ministerio de Economía. Es condición necesaria, en todo caso, para que los compradores puedan presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica que figuren inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores que establece el artículo 45.4 de la Ley del Sector Eléctrico, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y que se adhieran a estas Reglas de Funcionamiento de Mercado. Los vendedores podrán actuar como compradores previa su inscripción en el antedicho Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores.

5.1.1.2 Son distribuidores las sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como la de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución para el suministro de la energía eléctrica a sus consumidores finales a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran energía eléctrica a tarifa. Los distribuidores tendrán la obligación de presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado únicamente por la diferencia entre la cantidad total de energía eléctrica que tienen que suministrar a tarifa y las adquisiciones de energía eléctrica que estén obligados a adquirir de los productores en régimen especial.

Los distribuidores deben formular sus ofertas de adquisición de energía eléctrica tras deducir, en todo caso, de su demanda la previsión de energía eléctrica procedente de instalaciones en régimen especial a que se refiere el artículo 27 de la Ley del Sector Eléctrico, que pudiera ser vertida a su red, cuando los titulares de dichas instalaciones en régimen especial no hubieran optado por acudir al mercado diario. Los distribuidores vendrán obligados a informar al operador del mercado, antes de una hora después del cierre de la sesión del mercado diario, de la cantidad de energía eléctrica que tengan previsto adquirir directamente de titulares de instalaciones en régimen especial, para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente.

5.1.1.3 Son comercializadores las personas jurídicas que tienen acceso a redes de transporte y distribución y que venden energía eléctrica a otros compradores o al mercado en el caso de haber suscrito contratos según el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000.

5.1.1.4 Son consumidores cualificados a efectos del mercado:

a) Los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano.

- b) Aquellos consumidores cuyo consumo anual de energía eléctrica supere un umbral determinado por el artículo 1 del RD 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.
- c) Todos los consumidores cuyo suministro se realice a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios.
- d) Los autoprodutores a que se refiere el artículo 25.3 de la Ley del Sector Eléctrico tendrán la consideración de consumidores cualificados por su consumo de energía eléctrica efectivo, entendiéndose por tal tanto el procedente de la energía eléctrica suministrada por terceros como el procedente de su producción.

Los consumidores cualificados que hubieren optado por adquirir la energía eléctrica a tarifa regulada podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado por el exceso no cubierto por la tarifa correspondiente en los términos y condiciones establecidos en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.

5.1.1.5 Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.

5.1.1.6 Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica deberán prestar garantías suficientes cuya aceptación corresponde al operador del mercado, en los términos que se establecen en las presentes Reglas para garantizar a los vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada en el mercado de producción al precio final de la misma, con el límite del importe cubierto por las garantías referidas.

5.1.1.7 Los agentes externos podrán presentar ofertas de adquisición cuando estén habilitados para adquirir energía eléctrica. Si están habilitados tanto para vender como para adquirir energía eléctrica, deberán presentar ofertas, bien sean de adquisición o bien sean de venta.

5.1.2 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de adquisición se presentarán al operador del mercado.

5.1.3 ALTA EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

El operador del mercado dará de alta las unidades de adquisición en el sistema de información del operador del mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad de adquisición, haya registrado en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores del Ministerio de Economía, y con los datos aportados por dicho agente titular de la unidad de adquisición. Los datos del sistema de información del operador del mercado serán:

- Código de la unidad de adquisición (definido por el operador del mercado).
- Descripción de la unidad de adquisición.
- Tipo de la unidad de adquisición.
- Clase de la oferta (venta o compra).

- Código del sistema eléctrico al que pertenece.
- Energía horaria mínima y máxima en MWh con un máximo de un decimal.

El código del sistema eléctrico indica si la unidad de adquisición está en un sistema eléctrico externo, o es para la venta a un sistema eléctrico externo, y la frontera eléctrica a la que afecta para la adquisición o venta de la energía ofertada en el sistema eléctrico español. Deberán declarar dicho código todas las unidades de adquisición externas, y todas las unidades de adquisición de comercializadoras del sistema eléctrico español cuya energía vaya a ser vendida a una unidad de adquisición externa. Las comercializadoras del sistema eléctrico español deberán por tanto definir una unidad de adquisición independiente para las ventas que afecten a cada frontera con cada uno de los sistemas eléctricos interconectados con el sistema eléctrico español (Francia, Andorra, Portugal y Marruecos).

La habilitación para el uso de 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, ni para actuar en nombre de un agente distinto de aquél con el que mantenga una relación de servicios dependiente.

A estos efectos, quienes pretendan actuar en nombre de un agente, antes de ser habilitados en los medios de comunicación electrónica del operador del mercado, deberán presentar a éste una declaración en la que manifiesten que no mantienen relación de servicios dependiente con otros agentes.

Lo establecido en los dos párrafos anteriores se entiende sin perjuicio de los supuestos en los que las disposiciones vigentes sobre el sector eléctrico contemplan la intervención de un único agente en nombre de varios.

5.2 CONTENIDO DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición por cada unidad de adquisición para cada período horario de programación. A estos efectos es unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica.

Dichas ofertas expresarán una cantidad y un precio (en caso de no ser oferta rígida de adquisición) de un tramo de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación hasta 25 tramos de adquisición de energía para una misma unidad de adquisición, con diferentes precios cada uno que deberán ser necesariamente decrecientes.

5.3 LUGAR Y TIEMPO DE PRESENTACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Las ofertas de adquisición deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del período de aceptación de ofertas, por el medio electrónico que este habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde el 1 de Enero de 1998 serán alguno o algunos de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).

- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

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 del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

Los compradores realizarán la comunicación de sus ofertas de adquisición 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 del mercado estime necesarios para el envío de las ofertas de adquisición.

La hora de recepción de las informaciones que deban remitir los compradores al operador del mercado será la que indique el sistema informático de operador del mercado en el momento de la recepción.

El operador del mercado informará a los 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.

El operador del mercado empleará su sistema de comunicación de mensajes, que deja constancia del contenido de la comunicación y de su envío, para comunicar a los compradores la apertura del período de recepción de ofertas para la primera iteración.

5.4 FORMATO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Los compradores habrán de incluir, en las ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica que presenten al operador del mercado por cada unidad de adquisición y para cada periodo de programación las siguientes informaciones:

- a) Código de la unidad de adquisición.
- b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de adquisición.
- d) Fecha del horizonte diario de programación. 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 de programación, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario de programación no se utiliza.

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

- f) Indicador de 'Oferta por defecto para', que indica si la oferta por defecto es para la ejecución de la casación del mercado diario o para el proceso de primera iteración. Solo tiene validez si la oferta es por defecto.
- g) Indicador de si los precios de la oferta se expresan en pesetas o en céntimos de euro.
- h) Por cada uno de los hasta los veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de adquisición de una unidad de adquisición, y cada uno de los períodos horarios de programación, se darán los siguientes datos:
 - h.1) Período horario de programación al que corresponde el tramo de energía eléctrica para la unidad de adquisición.
 - h.2) Volumen de energía eléctrica ofertada en el tramo por la unidad de adquisición para cada periodo horario de programación expresada en MWh con un máximo de un decimal.
 - h.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en pesetas o céntimos de euro por kWh, con un máximo de tres decimales.

5.5 EFECTOS

5.5.1 VERIFICACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

Las ofertas de adquisición presentadas por los compradores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

5.5.1.1 VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA SESIÓN

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de adquisición en su sistema informático, conforme a la hora disponible en el mismo, que ésta es anterior al momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

5.5.1.2 VERIFICACIÓN DEL COMPRADOR

El operador del mercado verificará:

- Que el agente comprador está dado de alta en el sistema del operador del mercado.
- Que el agente comprador está habilitado para presentar ofertas de adquisición para la unidad de adquisición en el momento de presentación de la misma. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de adquisición para las que no esté habilitado.
- Que el agente comprador dispone de las garantías suficientes para el pago de la energía eléctrica correspondiente a la oferta que presenta.

5.5.1.3 VERIFICACIONES DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN CON LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

Energía máxima a adquirir en un período horario de programación, en MWh con un máximo de un decimal. El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, y antes de la casación, que la energía que el comprador demanda es inferior o igual que la que podría demandar conforme al valor máximo del sistema de información del operador del mercado, y superior o igual al valor mínimo

5.5.1.4 VERIFICACIÓN DEL CONTENIDO DE LA OFERTA

Verificación de que, si la oferta de adquisición estuviere dividida en tramos, tiene precios decrecientes para dichos tramos.

5.5.2 ACEPTACIÓN DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN

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

5.5.3 CONFIDENCIALIDAD

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.

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

5.5.4 INFORMACIÓN

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

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de adquisición de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.
- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que le haga el comprador y comunicación del resultado de la verificación.
- Aceptación de la oferta económica de adquisición 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.
- 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.

5.5.5 EFECTOS DE LA INCLUSIÓN DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN EN EL PROCESO DE CASACIÓN

La inclusión de la oferta en la casación tendrá los siguientes efectos:

- En el supuesto de ofertas receptoras de precios, es decir, con precio de oferta igual al valor instrumental de 30 PTA/kWh, obtener el suministro de energía eléctrica demandada y que el precio final que deba satisfacer por la energía eléctrica asignada incorpore, como concepto retributivo en el período horario de programación de que se trate, el precio resultante de la casación en dicho periodo horario. En el supuesto de que la oferta de adquisición de energía eléctrica incluya, junto con la cantidad de energía eléctrica demandada y el período horario de programación a que se refiere la oferta de adquisición, el precio que el comprador esté dispuesto a satisfacer por la energía demandada, el derecho a recibir el suministro de energía eléctrica solicitada en la oferta de adquisición, siempre que dicha oferta de adquisición hubiere resultado casada.
- Que el operador del mercado informe al comprador, si así lo solicita, acerca de si la oferta de adquisición de energía eléctrica que incorpore el precio de la energía demandada ha resultado o no incluida en la casación y, en su caso, las razones de su exclusión.
- Que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica permanezca válida en tanto que no la hubieran sustituido por otra oferta económica de adquisición de energía eléctrica por la misma unidad de adquisición y por el mismo período horario de programación, o bien sea retirada por el propio agente, sin perjuicio del cumplimiento por parte del agente de sus obligaciones legales así como de las obligaciones de información del operador del mercado.
- Que el comprador acepte los resultados de la casación en los términos que se derivan de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado.
- Que el comprador satisfaga en los términos que se establecen en estas Reglas, el precio por la energía eléctrica, que se le suministre, en el supuesto de que la oferta económica de adquisición de energía eléctrica haya resultado casada y el suministro se haya producido en los términos establecidos en el artículo 11.4 de la Ley del Sector Eléctrico, sin perjuicio de los compromisos que adquiera posteriormente en otros mercados.
- Que el comprador incluya en su oferta de adquisición la energía correspondiente a las pérdidas de transporte y distribución que reglamentariamente les correspondan.

REGLA 6ª- PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

6.1 ELEMENTOS BÁSICOS DEL PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas 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 unidad de producción y adquisición para cada período horario de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, por parte de los vendedores, de realizar ofertas complejas para cada unidad de producción.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las condiciones incorporadas en las ofertas complejas contempladas en la Regla 4.3.2. 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 período horario de programación el precio marginal correspondiente a la oferta económica de venta de energía eléctrica realizada por el titular de la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan consumidores cualificados, agentes externos y los productores de energía eléctrica y la producción de energía eléctrica en régimen especial, en aquella parte cuyos titulares no hubieren optado por ofertar en el mercado diario, no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de máximos de producción o de gradiente de carga de la unidad de producción de que se trate.

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 la presente Regla. En todo caso, los criterios de asignación de producción y demanda de energía eléctrica y de fijación del precio marginal serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

6.2 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN SIMPLE

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

6.2.1 ESTABLECIMIENTO DEL ORDEN DE PRECEDENCIA ECONÓMICA DE LAS OFERTAS DE VENTA Y DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE OFERTA

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte diario de programación, 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 eléctrica en dicho período horario 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 (las ofertas que se hayan insertado antes en el sistema de información, serán retiradas con posterioridad a las que se hayan insertados mas tarde, ó las ofertas que se hayan insertado antes en el sistema de información, serán incorporadas antes que las que se hayan insertado más tarde).
- 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 retiradas en orden inverso de cantidad de energía en el tramo (los tramos que incorporen mayor cantidad de energía serán retirados antes que los que incorporen

una menor cantidad ó los tramos que incorporen menor energía serán incorporados antes que los que incorporen mayor energía, según proceda).

- 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 energía eléctrica añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía eléctrica ofertadas con independencia de la unidad de producción a la que dichas cantidades correspondan.

6.2.2 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA

El operador del mercado establecerá para cada período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación la curva agregada de demanda de energía eléctrica, añadiendo por orden descendente de precio, en su caso, las ofertas de adquisición aceptadas.

A estos efectos el operador del mercado podrá incorporar para el cálculo de la curva agregada de demanda los siguientes supuestos:

- a) Ofertas de adquisición en las que el comprador ha establecido un precio máximo y una cantidad de energía eléctrica. Este supuesto resultará en una curva de demanda descendente en precio.
- b) Ofertas de adquisición en las que el comprador no ha establecido un precio máximo a la energía eléctrica que quiere adquirir. En este supuesto, que equivale a una demanda rígida, el comprador acepta el precio marginal resultante de la casación para cada uno de los períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, sin perjuicio del precio instrumental que utiliza el sistema de información del operador del mercado para tratar estas ofertas.
- c) En el supuesto de que concurrieren ambos tipos de supuestos el operador del mercado construirá una curva de demanda en la que las ofertas de adquisición de energía eléctrica sin precio máximo precederán, en todo caso, a aquéllas que sí lo incorporen.

6.2.3 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

El método de casación simple se desarrolla por medio de las siguientes operaciones:

- a) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta y de demanda y obtención para cada período horario de programación en un mismo horizonte diario de programación del precio marginal, correspondiente a la oferta económica de venta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía eléctrica.
- b) Asignación a cada unidad de producción, por cada oferta de venta de energía eléctrica presentada para un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica objeto de venta durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del periodo de que se trate, y siempre que exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio o superior.
- c) Asignación al comprador, por cada oferta de adquisición de energía eléctrica presentada para un mismo período de programación, de la energía eléctrica objeto

de demanda durante ese período horario de programación, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho período horario de programación, y exista energía eléctrica suficiente ofertada a precio inferior o igual al marginal.

6.2.4 CRITERIO DE ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El operador del mercado obtendrá el precio marginal para cada uno de los períodos horarios de programación del mismo horizonte diario de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada período horario de programación entre las ofertas de venta y de adquisición, de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) El operador del mercado aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica ofertada, de aquellas ofertas de venta cuyos precios hayan quedado por debajo de dicho precio marginal.
- b) El operador del mercado aceptará al precio marginal el total de la energía eléctrica que demanden los compradores por todas las ofertas de adquisición de energía eléctrica cuyos precios máximos hayan quedado por encima del precio marginal, salvo en los casos en que no exista energía eléctrica suficiente a precio inferior o igual al marginal para satisfacer la demanda que incorpora precios superiores a dicho precio marginal.
- c) Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en la asignación de energía eléctrica que precise la aplicación de un criterio de reparto, en alguno o algunos períodos horarios de programación de un mismo horizonte diario de programación, que pueda corresponder a determinadas ofertas de adquisición 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 eléctrica que figuren en el tramo de las ofertas económicas de venta de los vendedores por aquellas unidades de producción cuyo precio coincida con el precio marginal del período horario de programación de que se trate.
 - En el caso de exceso de demanda de adquisición de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica incorporadas en los tramos de aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada.
 - 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 período horario 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.

6.2.5 CRITERIO DE FIJACIÓN DEL PRECIO MARGINAL

En el supuesto de que se produjese indeterminación en la fijación del precio marginal de la energía eléctrica para un período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación, como consecuencia de que las curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de oferta, el precio corresponderá al del último tramo de la oferta de venta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada.

6.3 PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN CUANDO CONCURRAN OFERTAS DE VENTA SIMPLES Y COMPLEJAS

Si concurren ofertas simples y complejas de venta de energía eléctrica en un mismo período de programación de un mismo horizonte diario de programación, el operador del mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas, por medio de la realización de las operaciones que se relacionan a continuación:

6.3.1 BÚSQUEDA DE UNA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA

El objetivo de esta operación es encontrar una solución consistente en determinar 24 precios marginales (23 ó 25 en los días con cambio de hora) correspondientes a los 24 períodos horarios de programación (23 ó 25 en los días con cambio de hora) de un mismo horizonte diario de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de producción cuyo titular haya presentado ofertas económicas de venta de energía eléctrica en el período horario de programación de que se trate, que cumpla las condiciones de ofertas indivisibles, las restricciones derivadas del gradiente de carga de las unidades de producción, las condiciones de parada programada y las condiciones de ingresos mínimos de las unidades de producción que estén incluidas en la solución.

Para ello el operador del mercado aplicará inicialmente 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 las condiciones derivadas de las ofertas complejas, salvo la condición de ingresos mínimos. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Posteriormente, a fin de que se respete la condición de ingresos mínimos, el operador del mercado utilizará un procedimiento iterativo que realice varias casaciones simples condicionadas eliminando de modo sucesivo todas las ofertas económicas de venta correspondientes a cada unidad de producción que no cumplan con la condición de

ingresos mínimos, hasta que todas las ofertas económicas de venta correspondientes a las unidades de producción consideradas en la solución cumplan dicha condición.

6.3.1.1 TRATAMIENTO DE LA COMPROBACIÓN DE LA CONDICIÓN DE GRADIENTE DE CARGA DURANTE EL PROCESO DE CASACIÓN SIMPLE CONDICIONADA

6.3.1.1.1 CRITERIOS GENERALES

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de energía correspondiente a una oferta de venta de una unidad de producción cuando la variación de energía entre dos periodos horarios de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

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 y la potencia máxima disponible.
- Potencia mínima: la potencia mínima en el sistema de información del operador del mercado.

Como criterios generales para la comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada, se aplicarán los siguientes:

- La declaración de gradiente es opcional. Un valor de gradiente igual a cero en la oferta se interpreta como renuncia al uso de esta condición compleja.
- Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de producción, 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 horarios en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo horario en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación anterior), y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo horario de programación en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación posterior).
- La comprobación de la energía se realizará considerando los valores calculados de potencia al inicio y final de hora, que se obtienen a partir de los datos correspondientes a los periodos horarios de programación anterior o posterior y al valor del gradiente que corresponda aplicar.

En caso de que los valores calculados superen los valores de potencia máxima o alcancen valores inferiores a cero, se tomarán dichos valores como límite de la potencia al inicio o final de hora, limitando, en su caso, la energía asignada a las ofertas de compra o venta.

En todo caso, el operador del mercado asignará al titular de una unidad de producción que incorpore a una oferta económica de venta de energía eléctrica

la condición de gradiente de carga de subida/arranque o de bajada/parada, una cantidad de energía eléctrica inferior a la que hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

6.3.1.1.2 PROCEDIMIENTO

Una vez obtenido un primer precio marginal para el primer período horario de programación, de acuerdo con un procedimiento de casación simple sin restricciones de gradiente de carga, el operador del mercado comprobará que las ofertas económicas de venta cuyos titulares han incorporado condiciones de gradiente para las unidades de producción objeto de dichas ofertas, las respeten para los períodos horarios de programación siguientes.

Con este fin, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

- a) Comprobación de las condiciones del gradiente de carga de subida o arranque

En primer lugar, se realiza la comprobación de los gradientes ascendentes (arranque y subida).

- La casación realizada para la primera hora del día se da inicialmente por válida, sin comprobar restricciones de gradiente. Los valores de potencia inicial (P_0) y final (P_1) en dicha hora (en MW, con un máximo de un decimal) se calculan de la siguiente forma:

- * Si la energía asignada en la hora 1 (E_1) es inferior al nivel de tramo indivisible declarado para esa hora, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige el gradiente de arranque. En otro caso, se elige el gradiente de subida.

- * Con el gradiente g elegido, se obtienen los valores de potencia al inicio de la hora 1 (P_0) y al final de la hora 1 (P_1) suponiendo una pendiente lineal ascendente máxima que haga cumplir el valor de energía E_1 obtenido, esto es:

$$P_0 = E_1 - g * 30 \quad P_1 = E_1 + g * 30$$

- * Si P_0 resulta inferior a cero ó P_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad de producción, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles, y se almacena el valor de P_1 .

Asimismo, se fija el valor de la energía máxima aceptable para esa hora (EM_1) con el valor de E_1 .

- Antes de realizar la casación de la hora siguiente (h+1), se limitan las ofertas presentadas por cada unidad en esa hora, de acuerdo con sus gradientes declarados, de la siguiente forma:

Se calcula el nivel del tramo indivisible para la hora h+1 como el valor de energía del tramo no divisible o no retirable declarado en la hora h+1.

- * Si el nivel de potencia fijado para el final de la hora h (P_h) es inferior al nivel del tramo indivisible, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige el gradiente de arranque.

- * En otro caso, se elige el gradiente de subida declarado por la unidad.
- Una vez elegido el gradiente, con valor g , se obtiene el valor de potencia máxima posible para el final de la hora $h+1$, como $PM_{h+1} = P_h + g * 60$. Si este valor supera al máximo de la unidad, se toma el máximo como el nuevo valor de PM_{h+1} . El valor de energía máxima ofertable por la unidad en la hora $h+1$ (EM_{h+1}) se obtiene como el valor medio entre P_h y PM_{h+1} . En los casos en que el valor de EM_{h+1} no sea entero el primer decimal, se redondeará al alza.
- A continuación se realiza la casación de la hora $h+1$ con las ofertas que no han superado el límite. Ello asegura que el despacho para cada unidad va a respetar los gradientes ascendentes (arranque y subida). Tras aplicar las posibles reglas de reparto, se obtiene el valor de energía despachada a cada unidad en la hora $h+1$ (E_{h+1})
- Seguidamente, se calcula el nivel de potencia asignado al final de dicha hora P_{h+1} . El cálculo de este valor será diferente para la segunda hora del día que para el resto de las horas:
 - Para la segunda hora del día, se tratará de asignar un valor de potencia que suponga un régimen lineal uniforme durante las horas 1 y 2.
 - * Si E_2 es superior a E_1 , se obtiene $P_2 = E_1 + 3/2 * (E_2 - E_1)$. Si P_2 supera al máximo de la unidad, se da a P_2 el valor de dicho máximo.
 - * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_2 con el valor de E_2
 - Para el resto de las horas del día, la potencia al final de la hora $h+1$ se calculará de la siguiente forma:
 - * Si E_{h+1} es superior a P_h , se obtiene $P_{h+1} = P_h + 2 * (E_{h+1} - P_h)$.
 - * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h+1} con el valor de E_{h+1} .

Esto se realiza de esta forma porque, para obtener el nivel de energía calculado, la pendiente de potencia debería ser descendente, que se comprobará, como gradiente de parada o bajada, en el proceso que se describe posteriormente.

- El mismo proceso se repite hasta la última hora del día, obteniendo un despacho que cumple los gradientes ascendentes. Para cada hora, se retiene el valor calculado de energía máxima admisible (EM_h)

El operador del mercado conservará en sus archivos el valor de la potencia que corresponde a cada unidad de producción al final de ese período horario de programación, de manera que pueda utilizar dicho valor para la comprobación de los gradientes de carga de subida de los períodos horarios de programación posteriores y de los gradientes de carga de bajada a que se refiere al apartado b) posterior de este número.

- b) Comprobación de las condiciones de gradiente de carga de bajada o parada

Para realizar la comprobación del cumplimiento de las condiciones de gradiente de carga de bajada, el operador del mercado repetirá las operaciones descritas en los apartados anteriores de este número, si bien comenzará desde el último período horario de programación y seguirá en sentido opuesto al establecido para la comprobación del cumplimiento de las condiciones de gradiente de carga de subida empleando, por contra, el parámetro que define el gradiente de carga de bajada. El valor del gradiente de carga corresponderá con el gradiente de parada cuando la potencia inicio de hora del periodo de programación siguiente sea inferior al tramo indivisible declarado en el periodo de programación.

- La casación realizada para la última hora del día se da definitivamente por válida. El valor de potencia inicial (P_{23}) y final (P_{24}) en dicha hora (en MW, con un máximo de un decimal) se calcula de la siguiente forma:
 - * Si la energía asignada en la hora 24 (E_{24}) es inferior al nivel del tramo indivisible declarado para esa hora, se supone que la unidad está parando, y se elige el gradiente de parada. En otro caso, se elige el gradiente de bajada.
 - * Con el gradiente g elegido, se obtienen los valores de potencia al inicio de la hora 24 (P_{23}) y al final de la hora 24 (P_{24}) suponiendo una pendiente lineal descendente máxima que haga cumplir el valor de energía E_{24} obtenido, esto es:
$$P_{23} = E_{24} + g * 30 \quad P_{24} = E_{24} - g * 30$$
 - * Si P_{24} resulta inferior a cero ó P_{23} supera el máximo valor de potencia de la unidad de producción, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles, y se almacena el valor de P_{23} .
- Antes de repetir la casación de la hora anterior (h), se limitan las ofertas presentadas por cada unidad en esa hora, de acuerdo con sus gradientes declarados, de la siguiente forma:
 - * Si el nivel de potencia fijado para el final de la hora h (P_h) es inferior al nivel del tramo indivisible declarado en la hora h , se elige el gradiente de parada declarado por la unidad.
 - * En otro caso, se elige el gradiente de bajada declarado por la unidad.
- Una vez elegido el gradiente, con valor g , se obtiene el valor de potencia máxima posible para el inicio de la hora h , como $PM_{h-1} = P_h + g * 60$. Si este valor supera al máximo de la unidad, se toma el máximo como nuevo valor de PM_{h-1} . El valor de energía máxima ofertable por la unidad en la hora h (EM_h) se obtiene como el valor medio entre P_h y PM_{h-1} . En los casos en que el valor de EM_h no sea entero el primer decimal, se redondeará al alza. Si este valor supera al límite calculado en el proceso de ida para la hora h , se toma el valor anterior de EM_h , lo cual asegura el cumplimiento del gradiente ascendente anterior.
- A continuación se realiza la casación de la hora h con las ofertas que no han superado el límite. Ello asegura que el despacho para cada unidad va a respetar los gradientes descendentes (parada y bajada). Tras aplicar las posibles reglas de reparto, se obtiene el valor de energía despachada a cada unidad en la hora h (E_h).

- Seguidamente, se calcula el nivel de potencia asignado al inicio de dicha hora (P_{h-1}). El cálculo de este valor será diferente para la penúltima hora del día que para el resto de las horas:
 - Para la penúltima hora del día (23), se tratará de asignar un valor de potencia que suponga un régimen lineal uniforme durante las horas 23 y 24.
 - * Si E_{23} es superior a E_{24} , se obtiene $P_{22} = E_{24} + 3/2 * (E_{23} - E_{24})$. Si P_{22} supera al máximo de la unidad, se da a P_{22} el valor de dicho máximo.
 - * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{22} con el valor de E_{23} .
 - Para el resto de las horas del día, la potencia al inicio de la hora h se calculará de la siguiente forma:
 - * Si E_h es superior a P_h se obtiene $P_{h-1} = P_h + 2 * (E_h - P_h)$
 - * En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h-1} con el valor de E_h
- Este proceso se repite hasta la primera hora del día.

En el proceso inverso se tomará como potencia máxima al inicio de hora en cada periodo de programación el valor más restrictivo entre el calculado en este proceso, y el registrado en el proceso de comprobación de gradientes de carga de subida o arranque.

6.3.1.2 TRATAMIENTO DE LA CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS

El operador del mercado considerará esta condición en el proceso de casación en la fase final de la búsqueda de la primera solución válida de acuerdo con las siguientes operaciones:

1. El operador del mercado determinará a partir de los resultados obtenidos de una casación simple con incorporación del resto de las condiciones complejas, si existen unidades de producción de energía eléctrica para las que sus titulares hayan declarado condición de ingresos mínimos en sus ofertas de venta de energía eléctrica y no cumplan dicha condición.

En caso de que no existan unidades de producción en estas condiciones, la solución obtenida es el resultado del proceso de casación.

2. En el supuesto de que existan unidades de producción cuyos titulares hayan presentado ofertas económicas de venta de energía eléctrica que no cumplan la citada condición, el operador del mercado calculará, para cada una de ellas, el precio medio del kWh derivado de su condición de ingresos mínimos y el precio medio por kWh que percibirían como resultado de la casación simple condicionada.
3. La oferta económica de venta de energía eléctrica correspondiente a la unidad de producción para la que resulte la mayor diferencia entre los dos precios referidos en el apartado anterior, quedará eliminada en todos los tramos de la oferta de venta cuyo titular haya realizado en el horizonte

diario de programación, con excepción de aquellos tramos para los que el titular de la unidad de producción de que se trate hubiera declarado condición de parada programada.

4. Una vez eliminada la oferta económica de venta correspondiente a la citada unidad de producción, el operador del mercado reproducirá para el conjunto de ofertas económicas de venta no eliminadas el proceso de casación simple incorporando el resto de condiciones complejas excepto la de ingresos mínimos.
5. El operador del mercado repetirá el proceso de eliminación de ofertas económicas de venta hasta que se alcance una solución en la que todas las ofertas económicas de venta casadas respeten la condición de ingresos mínimos. Esta solución será la primera solución válida.

6.3.2 MEJORA SUCESIVA DE LA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas económicas de venta de energía eléctrica incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la precedencia económica de las unidades de producción incluidas en el proceso de casación correspondiente a cada período horario de programación de que se trate. Dicho proceso de búsqueda, estará basado en la condición de que la suma de las diferencias entre los ingresos correspondientes al precio marginal y los ingresos mínimos solicitados para las unidades de producción no aceptadas para las que esa diferencia sea positiva, sea mínima o nula, de acuerdo con la siguiente formulación:

$$\sum_{t=1}^{t=N} \sum_{h=1}^{24} E(\text{up}, t, h) * \text{PM}(h) - \text{IMIN}(\text{up}) = \text{MI}(\text{up})$$

donde:

$E(\text{up}, t, h)$: Energía del tramo t de la unidad de producción que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación $\text{PM}(h)$

$\text{IMIN}(\text{up})$: Ingreso mínimo solicitado para la unidad de producción en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación $\text{PM}(h)$.

$\text{MI}(\text{up})$: Margen de ingreso de la unidad de producción.

Para todas las unidades de producción cuyo margen de ingreso $\text{MI}(\text{up})$ sea positivo se calculará:

$$\text{TMI} = \sum_{\text{up}=1}^u \text{MI}(\text{up})$$

La solución final objetivo buscado por el algoritmo será aquella que obtenga un valor TMI igual a cero. Puede pasar que no exista ninguna solución que cumpla dicha condición. En este caso, el algoritmo dará como resultado aquella con un valor TMI inferior.

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica 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 económicas de venta de energía eléctrica conocida.

- Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica como probada y válida.
- Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas económicas de venta de energía eléctrica como la mejor hasta ese momento, y la marcará como probada y válida.
- Si el TMI es igual, el operador del mercado seleccionará de las dos combinaciones de ofertas económicas de venta de energía eléctrica, (la del TMI inferior hasta ese momento y la actual) que tenga menor precio medio de la energía. En el supuesto de que persistiese la igualdad entre ambas combinaciones, el operador del mercado elegirá la combinación que dé lugar a un margen medio más elevado para las unidades de producción.

En caso de no encontrarse en este proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga la menor suma de las diferencias entre los ingresos correspondientes al precio marginal y los ingresos mínimos solicitados para las unidades de producción no aceptadas, siempre que dichas diferencias sean positivas.

Este proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000). El operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

6.4 PROCESO DE CASACIÓN CUANDO SE EXCEDA LA CAPACIDAD NETA DE REFERENCIA DE INTERCAMBIO EN LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.

6.4.1 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 operador del sistema haya publicado una capacidad máxima o de referencia, por periodo, a tomar en consideración en los intercambios que puedan producirse en las interconexiones internacionales en cada sentido de flujo, a los efectos de estas reglas.
- Que el saldo del flujo de energía resultante de las ofertas incluidas en la solución final provisional y de los contratos bilaterales, supere para alguna de las interconexiones internacionales, en alguno de los periodos de programación, la capacidad máxima o de referencia establecida por el operador del sistema.

6.4.2 PREDETERMINACIÓN DE LOS DATOS A CONSIDERAR

1. El operador del mercado obtendrá una primera solución en el proceso de casación, denominada 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 el punto 6.4.1, el operador del mercado determinará en cada una de las interconexiones internacionales el saldo para cada periodo de programación, de las comunicaciones de las ejecuciones de contratos bilaterales físicos y de las comunicaciones de ejecuciones de contratos bilaterales realizadas en virtud del artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000 por la energía adquirida a países de la Unión Europea o terceros países con destino a la venta a sus clientes cualificados, que serán considerados a los efectos de esta regla como los contratos bilaterales físicos, así como el saldo de las ofertas de compra y venta casadas en la solución final provisional por las unidades de producción o adquisición, incluidas las unidades de producción de comercializadoras autorizadas en virtud del artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000 con las que las comercializadoras realicen la incorporación al mercado de la energía contratada, que hayan resultado casadas en la solución final provisional.
3. El operador del mercado determinará para la interconexión internacional y periodo de programación en el que existe exceso, y para el sentido del exceso, la capacidad máxima a ocupar por cada uno de los saldos determinados en el apartado 2. En caso de ser estos saldos del mismo sentido, se determinará el máximo de cada saldo de forma proporcional al saldo de los contratos bilaterales y al saldo de las ofertas de compra y venta. En caso de ser estos saldos de sentidos opuestos, el máximo será, para el saldo que está en el sentido del exceso, la suma del valor máximo en dicho sentido publicado por el operador del sistema más el saldo de sentido opuesto, y para el saldo que está en el sentido opuesto, el máximo saldo en el sentido de exceso del flujo será un valor nulo.
4. Para el resto de periodos horarios, sentidos e interconexiones, el saldo máximo del flujo de las ofertas al mercado será igual a la capacidad máxima publicada por el operador del sistema en cada sentido e interconexión, una vez considerados los contratos bilaterales físicos.

6.4.3 PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE LA SOLUCIÓN FINAL

El operador del mercado realizará el cálculo de una nueva solución final, que considerará definitiva, de tal manera que se cumplan las condiciones establecidas para la búsqueda de la solución final descrita en los apartados previos de esta regla, y sin que se supere en ninguno de los periodos de programación los valores máximos descritos en el punto 6.4.2. Para cumplir el objetivo de no superar la capacidad máxima, serán retiradas del proceso de casación las ofertas de venta o adquisición que incrementen el exceso de flujo en el sentido en el que se supera dicho límite, en orden decreciente de precio en el caso de las ventas, y creciente en el de adquisiciones.

6.4.4 COMUNICACIONES

1. En función del proceso anterior, y a fin de posibilitar el cumplimiento del artículo 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía del 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, el operador del mercado comunicará al operador del sistema la asignación de la capacidad máxima por interconexión internacional correspondiente a los contratos bilaterales para su posterior utilización en el proceso de análisis de restricciones.
2. A las 11:00 horas el operador del mercado enviará al operador del sistema el Programa Base de Funcionamiento.

REGLA 7ª- PRIMERA ITERACIÓN DEL PROCESO DE PRESENTACIÓN DE OFERTAS Y SOLUCIÓN DE SITUACIONES DE INDETERMINACIÓN DEL ALGORITMO DE CASACIÓN

7.1 PRIMERA ITERACIÓN

El operador del mercado llevará a cabo una segunda petición de ofertas denominada primera iteración en los siguientes casos:

- a) Cuando los titulares de varias unidades de producción que incorporen a su oferta económica de venta de energía eléctrica la condición de indivisibilidad hayan presentado ofertas a precio cero, siempre que se produzca una situación de exceso de oferta de venta de energía eléctrica en alguno de los periodos de programación de la solución final y esa situación se dé a precio cero.
- b) Cuando, por haber incorporado los titulares de las unidades de producción en algunas de sus ofertas económicas de venta de energía eléctrica la condición de ingresos mínimos, y el operador del mercado no pueda obtener una primera solución válida en el proceso de casación.
- c) Cuando, por otras situaciones derivadas de la complejidad de las condiciones técnicas y económicas introducidas en las ofertas económicas de venta de energía eléctrica y del propio diseño del sistema informático del operador del mercado, el proceso de casación no pueda dar un resultado válido.

7.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS OFERTAS ECONÓMICAS DE VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE SE PRESENTEN EN LA PRIMERA ITERACIÓN

Las ofertas económicas de venta a que se refiere este apartado tienen las mismas características que las ofertas económicas de venta descritas en la Regla 4ª, salvo en que:

- a) No se podrá incorporar condición de ingresos mínimos.
- b) No se podrá incorporar tramos indivisibles a precio cero.

7.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS OFERTAS ECONÓMICAS DE ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE SE PRESENTEN EN LA PRIMERA ITERACIÓN

Las ofertas de adquisición válidas enviadas para el proceso de casación del mercado diario, serán registradas como válidas para el proceso de primera iteración, en caso de ser necesaria la apertura de éste.

REGLA 8ª- TRATAMIENTO DE LOS TRAMOS INDIVISIBLES

Si en el proceso de casación o en la primera iteración se produjera indeterminación como consecuencia de que la oferta agregada excede de la demanda agregada al precio marginal, por la existencia de uno o varios tramos indivisibles, el operador del mercado resolverá tal indeterminación según se describe en las siguientes situaciones:

- a) Si todos los tramos de venta que tienen precio igual al marginal de la hora son divisibles, se asigna a cada uno de ellos una parte proporcional de su oferta de energía, tal que la suma de todas las ofertas agregadas de venta sea igual a la suma de las ofertas agregadas de compra. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo respecto de la suma de las energías

ofertadas en los tramos que marcan marginal. Esta proporción es independiente del valor del precio marginal.

- b) Si la suma agregada de ofertas de venta con precio inferior al marginal de la hora, más la suma de los tramos indivisibles al precio marginal, es inferior a la suma agregada de demandas a precio superior o igual al marginal, existen dos posibilidades:
 - b.1 Si el precio marginal de la hora es distinto de cero se procede igual que en el punto a), considerando todos los tramos al precio marginal como divisibles.
 - b.2 Si el precio marginal de la hora es cero se asigna el total de la oferta de los tramos indivisibles, y una proporción de la oferta de los tramos divisibles tal que la suma agregada de las ofertas de venta a precio cero sea igual a la suma de ofertas de compra a precio superior al marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo divisible respecto de la suma de las energías ofertadas en los tramos divisibles que marcan marginal.
- c) Si la suma agregada de ofertas de venta con precio inferior al marginal de la hora, más la suma de los tramos indivisibles al precio marginal, es superior a la suma agregada de demandas a precio superior o igual al marginal, existen tres posibilidades:
 - c.1 Si se está en el proceso de casación, y el precio marginal es cero, se continúa con el proceso hasta que termine la casación. Si una vez terminado el proceso, continúa la situación, se indica la necesidad de realizar la primera iteración, en los términos descritos en la primera iteración del proceso de presentación de ofertas y solución de situaciones de indeterminación del algoritmo de casación.
 - c.2 Si se está en el proceso de casación y el precio marginal no es cero, se asigna una proporción de todos los tramos ofertados a precio marginal, tal que la suma agregada de las ofertas de venta a precio inferior al marginal, más la suma de la proporción asignada de todos los tramos a precio marginal sea igual a la suma de ofertas de compra a precio superior o igual al marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo a precio marginal, respecto de la suma de todas las energías ofertadas a ese precio.
 - c.3 Si se está en proceso de primera iteración, se asignará una proporción a las ofertas tal que la suma de la proporción asignada sea igual a la suma agregada de las ofertas de compra a precio superior o igual a marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía ofertada en el tramo respecto de la suma de las energías ofertadas en los tramos que marcan marginal. Esta proporción es independiente del valor del precio marginal.

REGLA 9ª- SITUACIONES EXCEPCIONALES

- 9.1** A los efectos de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.
- 9.2** Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia 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 económica de las ofertas de venta disponibles remitiendo al operador del sistema dicho orden con déficit para los períodos horarios de programación en que dicha insuficiencia de oferta se produzca.

- b) 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.

- c) Fuerza mayor.

c.1 Si ésta 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 períodos horarios 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 sobre la base de datos históricos.

c.2 Si es debida a averías graves en los equipos informáticos o de comunicaciones del operador del mercado 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.

Si la imposibilidad de determinación de la casación subsiste, incluso en los supuestos previstos de solicitud de la primera iteración, el operador del mercado procederá a determinar la casación sobre la base de datos históricos.

REGLA 10ª- PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO

El programa diario base de funcionamiento se determina sobre la base del resultado de la casación, de los programas de los productores en régimen especial que cedan energía a los distribuidores, de la comunicación de los contratos bilaterales que se van a ejecutar, y de las producciones e insumos en cada uno de los nudos de conexión a la red, considerándose los elementos siguientes:

1. El precio marginal de la energía eléctrica para cada período horario de programación de un mismo horizonte diario de programación.
2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de producción cuya oferta económica de venta de energía eléctrica haya resultado casada y la energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de adquisición cuya oferta económica de compra de energía eléctrica haya resultado casada.
3. El orden de precedencia económica correspondiente a cada tramo de las ofertas económicas de venta de energía eléctrica de las unidades de producción que hayan resultado casados total o parcialmente por la aplicación de la Reglas 6 y 8.

4. La energía eléctrica que corresponde por tramos a las unidades de producción cuyas ofertas económicas de venta de energía eléctrica no hayan resultado casadas, total o parcialmente por la aplicación de las Reglas 6 y 8.
5. En su caso, la energía eléctrica programada por las unidades de producción en régimen especial disponibles, que está previsto ceder por éstos a los distribuidores.
6. La cantidad de energía comunicada en la ejecución de los contratos bilaterales entre agentes del mercado, ya sea entre consumidores cualificados y productores, incluidos agentes externos (bilaterales físicos) o los suscritos entre comercializadores para suministro a sus clientes cualificados con un agente externo o un productor en régimen especial, con la información adicional en el caso de las compras a través de la frontera, del coste en PTA/kWh para la adquisición de la capacidad disponible en la interconexión, en caso de producirse restricciones en la misma.
7. La cantidad de energía intercambiada en la ejecución de los contratos bilaterales entre un agente del mercado y un sujeto que no es agente. A esta modalidad podrán acogerse titulares de contratos que aunque tengan la condición de agentes del mercado declaran la ejecución de los mismos no ejerciendo la condición de agentes del mercado. A estos efectos se considerarán los siguientes contratos o transacciones:
 - Entre un productor y un consumidor nacional que no sea agente del mercado (bilateral físico).
 - Entre un productor y un consumidor externo que no es agente del mercado (bilateral físico).
 - Entre uno o un conjunto de productores en régimen especial o vendedores externos y un comercializador, y entre éste y uno o un conjunto de consumidores cualificados.
8. Las producciones previstas para cada unidad o instalación de producción y los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red para atender las demandas aceptadas en cada una de las unidades de adquisición, ambas comunicadas por los agentes al operador del mercado, a la vista del resultado de la casación y de la ejecución de los contratos bilaterales.

10.1 RESULTADO DE LA CASACIÓN

El programa base de casación es el resultado de la casación a que se refiere el Real Decreto 2019/1997 en su artículo 10. A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por programa base de casación la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de producción y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada período horario de un mismo horizonte diario de programación, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se produzca para cubrir la adquisición de dicha energía eléctrica.

El operador del mercado comunicará al operador del sistema el contenido del programa base de casación y a los agentes el correspondiente a sus unidades de producción o adquisición en los términos establecidos en estas Reglas.

10.2 CONTRATOS BILATERALES

El operador del mercado para la confección del programa diario base de funcionamiento en cuanto a los contratos bilaterales a los que se refiere el punto 6 anterior, adaptará sus procesos de la forma expresada en los apartados 10.2.1, asimilando por tanto los contratos bilaterales definidos en los artículos 17 ó 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, entre un

productor en régimen especial que es agente del mercado o un agente externo, y una comercializadora, a los contratos bilaterales físicos del artículo 19 del Real Decreto 2019/1997.

El operador del mercado para la confección del programa diario base de funcionamiento en cuanto a los contratos bilaterales a los que se refiere el punto 7 anterior, adaptará sus procesos de la forma expresada en los apartados 10.2.2, con las siguientes consideraciones:

La comercializadora que suscriba contratos bilaterales con empresas externas para incorporar energía de países de la Unión Europea o terceros países, o suscriba contratos para incorporar energía con el régimen especial, en las condiciones establecidas en los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, deberá declarar dichos contratos al operador del mercado.

- Para la parte de energía que la comercializadora adquiera para incorporar al mercado mediante ofertas de venta se ejecutará conforme a la regla 10.4.
- La energía procedente de estos contratos que destina el comercializador al suministro de sus clientes cualificados será declarada mediante un doble contrato bilateral en las condiciones descritas en el apartado 10.2.2. El valor de la ejecución de los contratos será el mismo para ambos contratos. Dichos contratos se establecerán entre la unidad de producción de la comercializadora y la unidad de adquisición instrumental de compra de sus clientes cualificados y entre la unidad de venta instrumental de las empresas de las que adquiere energía y la unidad de adquisición de la comercializadora. Existirá una unidad de producción de la comercializadora para cada interconexión internacional y otra para el régimen especial. Existirá una unidad de adquisición instrumental de la comercializadora por cada interconexión internacional en la que sea entregada la energía y otra por las ventas a sus clientes nacionales.

En el programa base de funcionamiento no figurarán las energías de las unidades instrumentales de los contratos bilaterales de comercializadores, por incorporarse dichas energías en las unidades no instrumentales de los comercializadores vinculadas a dichos contratos.

La ejecución del total de los contratos suscritos para cada interconexión internacional con empresas externas para incorporar energía de países de la Unión Europea o terceros países, será declarada como la suma del conjunto de las ofertas casadas en el mercado, y de los contratos bilaterales ejecutados, de la unidad de producción definida para la incorporación de la energía procedente de dichos contratos.

La ejecución del total de los contratos con productores en régimen especial se entenderá realizada mediante el desglose en unidades o instalaciones del conjunto de las ofertas casadas en el mercado y del contrato bilateral ejecutado, de la unidad de producción definida para la incorporación de la energía procedente de dichos contratos.

10.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO BILATERAL ENTRE AGENTES DEL MERCADO

Cuando se establezca un contrato bilateral entre dos agentes del mercado éste tendrá las siguientes características:

- Los contratos bilaterales tendrán la duración mínima que establezca la autorización administrativa y disposiciones vigentes en su caso, o la comunicación de las condiciones no económicas por parte de los agentes.

- Con un periodo mínimo de 3 días laborables previo a la comunicación de la ejecución del contrato bilateral, los agentes deberán comunicar al sistema de información del operador del mercado la siguiente información:
 - La existencia del contrato bilateral, indicando de forma detallada los periodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo a fin de ser tomados en consideración para la determinación de los programas diarios.
 - La unidad, o unidades de producción, involucradas en el contrato bilateral, así como la unidad, o unidades de adquisición, que vayan a ser suministradas.
 - Las condiciones particulares de entrega de energía en los contratos internacionales.
- El operador del mercado comprobará previo a la comunicación de la ejecución del contrato:
 - Que las unidades de producción, o el titular de éstas, y el agente titular de las adquisiciones están inscritos en los Registros Administrativos que correspondan del Ministerio de Economía.
 - Que todas las unidades de producción pertenecen, o están representadas, por un mismo agente, y que todas las unidades de adquisición pertenecen, o están representadas, igualmente por un mismo agente.
- Todos los agentes del mercado participantes en contratos bilaterales podrán acudir al mercado intradiario para negociar compras y ventas de energía con las unidades involucradas en la comunicación de la ejecución del contrato bilateral.
- El operador del mercado incluirá, en su sistema de información, los siguientes datos aportados por los agentes que suscriben un contrato bilateral:
 - Unidades de producción involucradas, y energía horaria máxima, y mínima en su caso, de cada una de las unidades de producción que participan en el contrato bilateral. Este valor debe ser inferior al máximo registrado en el sistema de información del operador del mercado. El valor se expresará en MWh con un máximo de un decimal.
 - Unidades de adquisición involucradas, y energía horaria máxima, y mínima en su caso, de cada una de las unidades de adquisición que participan en el contrato bilateral. Este valor debe ser inferior al máximo registrado en el sistema de información del operador del mercado. El valor se expresará en MWh con un máximo de un decimal.
 - Energía horaria máxima y mínima a intercambiar en el contrato bilateral, en MWh con un máximo de un decimal.
 - Fecha de inicio y fin de contrato.
 - Agente responsable de la comunicación de la ejecución del contrato.
 - Parte contratante (titular de las unidades de producción o de adquisición), que asume los costes por restricciones, los costes fijos del servicio de regulación secundaria, los costes por desvíos de programa en las unidades de producción y de las unidades de adquisición y, en general, todos aquellos costes que se deriven de la aplicación de las presentes reglas. Junto con la declaración se indicará cual de las dos siguientes posibilidades es la elegida por los contratantes:
 - Cada una de las partes contratantes asume los costes que le corresponden de acuerdo con las reglas de liquidación.

- Qué parte contratante asume la totalidad de los costes de ambas partes contratantes. En esta posibilidad todos los costes derivados de la participación en el mercado de producción de ambas partes contratantes serán también asumidos por la parte contratante seleccionada.
- Puntos de consumo y de suministro, nudos eléctricos donde será ejecutado el contrato bilateral.

10.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO BILATERAL ENTRE UN AGENTE DEL MERCADO Y UN SUJETO QUE NO ES AGENTE DEL MERCADO

Cuando se establezca un contrato bilateral entre un agente del mercado y un sujeto que no sea agente del mercado, éste tendrá las siguientes características:

- Los contratos bilaterales tendrán la duración mínima que establezca la autorización administrativa y disposiciones vigentes en su caso, o la comunicación de las condiciones no económicas por parte del agente.
- Con un periodo mínimo de 3 días laborables previo a la comunicación de la ejecución del contrato bilateral, los agentes deberán comunicar al sistema de información del operador del mercado la siguiente información:
 - La existencia del contrato bilateral, indicando de forma detallada los periodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo a fin de ser tomados en consideración para la determinación de los programas diarios.
 - La unidad, o unidades de producción que actúan como vendedores, así como la unidad, o unidades de adquisición que actúan como compradores.
- El operador del mercado comprobará previo a la comunicación de la ejecución del contrato:
 - Que las unidades de producción, o el titular de éstas, están inscritos en los Registros Administrativos que correspondan del Ministerio de Economía.
 - Que todas las unidades de producción pertenecen a un mismo agente.
- El titular agente del mercado podrá acudir al mercado intradiario para negociar compras y ventas de energía con las unidades involucradas en la comunicación de la ejecución del contrato bilateral. No existirá derecho a acudir al mercado intradiario para negociar compras ni ventas de energía con las unidades instrumentales. El agente del mercado asume los costes por restricciones, los costes fijos derivados del servicio complementario de regulación secundaria, los costes por desvíos de programa en las unidades de producción y de las unidades de adquisición, así como todos aquellos costes que se deriven de la aplicación de las presentes reglas. Dichos costes serán imputados de forma proporcional a las energías asignadas a las unidades en la comunicación de la ejecución del contrato bilateral.
- El agente responsable de la comunicación de la ejecución del contrato bilateral será el titular de las unidades de producción o adquisición no instrumentales.
- El operador del mercado incluirá en su sistema de información los siguientes datos aportados por los partícipes que suscriben un contrato bilateral:
 - Unidades de producción o adquisición involucradas y energía horaria máxima, y mínima en su caso, de cada una de las unidades de producción o adquisición que participan en el contrato bilateral. Este valor debe ser inferior al máximo

registrado en el sistema de información del operador del mercado. El valor se expresará en MWh con un máximo de un decimal.

- Energía horaria máxima y mínima a intercambiar en el contrato bilateral, en MWh con un máximo de un decimal.
- Fecha de inicio y fin de contrato.
- Puntos de consumo y de suministro, nudos eléctricos donde será ejecutado el contrato bilateral.

10.2.3 COMUNICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL CONTRATO BILATERAL

El agente responsable de la comunicación de la ejecución del contrato bilateral enviará ésta comunicación antes del cierre de la sesión del mercado diario en caso de estar involucrados los flujos por las interconexiones internacionales, y antes de transcurrida una hora del cierre de la sesión del mercado diario correspondiente en caso de no estar involucradas las interconexiones internacionales. Los datos que deben ser enviados por el agente responsable son los siguientes:

- Código del contrato bilateral al que se refiere la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral.
- Programa de producción horario de las unidades de producción, en MWh con un máximo de un decimal.
- Programa de adquisición horario de las unidades de adquisición, en MWh con un máximo de un decimal.
- Fecha de vigencia de la ejecución diaria del contrato bilateral.
- Código de definición de ejecución por defecto (S/N).

10.2.4 VALIDACIONES A LA COMUNICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL CONTRATO BILATERAL

Con la recepción de la comunicación de la ejecución diaria de un contrato bilateral, ya sea o no por defecto, se realizarán las siguientes validaciones:

- El agente que envía la comunicación de la ejecución del contrato bilateral es el agente autorizado en el contrato bilateral para la realización de éste.
- Para cada unidad de producción o unidades de adquisición, el valor declarado en la comunicación de la ejecución en cada periodo de programación debe ser inferior al máximo declarado en el contrato bilateral, y superior al mínimo. La suma para cada periodo de programación de las ventas de la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral, debe ser inferior al valor máximo declarado en el contrato bilateral y superior al mínimo.
- La suma para cada periodo de programación de las ventas de la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral, debe ser igual a la suma de las adquisiciones de la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral, en el mismo periodo de programación.
- Las unidades de producción y adquisición declaradas están definidas en el contrato bilateral.

Además, para la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral que no sea por defecto se debe validar que:

- La hora de recepción de la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral es antes del cierre de la sesión del mercado diario en caso de estar involucradas las interconexiones internacionales, y transcurrida una hora del cierre de la sesión del mercado diario correspondiente en caso de no estar involucradas las interconexiones internacionales.
- Para cada unidad de producción la suma para cada periodo de programación de la comunicación de la ejecución diaria de un contrato bilateral internacional declarado, más la energía ofertada para ese periodo de programación que no sea por defecto por dicha unidad de producción, debe ser igual o inferior al valor máximo disponible o autorizado. Igualmente se debe cumplir esta validación para las unidades de adquisición. Una vez cerrado el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, se validarán las ofertas, sean o no por defecto, involucradas en contratos bilaterales internacionales, con las comunicaciones de las ejecuciones de contratos bilaterales internacionales, sean o no por defecto. Posteriormente se validarán los contratos bilaterales internacionales, sean o no por defecto, en orden inverso de recepción. Igualmente se deben cumplir estas validaciones para las unidades de adquisición.
- Para cada unidad de producción la suma para cada periodo de programación de la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral declarado, más el programa base de casación de la unidad de producción (en caso de haber sido ejecutada la casación será el valor resultado de la casación, y en caso de no haber sido ejecutada se tomará un valor nulo), debe ser inferior al valor disponible. Igualmente se debe cumplir esta validación para las unidades de adquisición.

10.2.5 INCORPORACIÓN AL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO

Para un contrato bilateral solo existirá una comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral para el periodo de programación, ya sea por tener una comunicación de la ejecución diaria válida del contrato bilateral, o en caso de no tener ninguna válida, o que haya sido anulada, por tener una comunicación de la ejecución diaria válida por defecto del contrato bilateral.

Antes de la publicación del programa diario base de funcionamiento se realizará una nueva validación de las comunicaciones de las ejecuciones diarias de los contratos bilaterales nacionales recibidos, para las distintas comunicaciones de las ejecuciones diarias válidas de los contratos bilaterales nacionales, y para todos los periodos de programación del día siguiente. El orden de tratamiento de las comunicaciones de las ejecuciones diarias de los contratos bilaterales nacionales, será tomando en primer lugar las comunicaciones de las ejecuciones diarias válidas de los contratos bilaterales nacionales, dentro de estas se comenzará la comprobación por las más nuevas (posteriores en tiempo), y en caso de igualdad (recibidas en un mismo fichero) por orden inverso de llegada (en primer lugar el que en el fichero esté la última). Después por las comunicaciones de las ejecuciones diarias válidas por defecto, siguiendo dentro de estas el mismo criterio que en las comunicaciones de las ejecuciones diarias. Las validaciones a realizar son las siguientes:

- Se selecciona la primera comunicación de la ejecución diaria ordenada según el criterio descrito en el párrafo anterior. Dentro de esta se selecciona la unidad de producción recibida en primer lugar dentro de la comunicación de la ejecución diaria. Para esta unidad de producción se comprueba que la comunicación de la ejecución diaria en cada periodo de programación es inferior al máximo de esa unidad de producción declarado en el contrato bilateral. Si es superior se retira la comunicación de la ejecución diaria del contrato bilateral. En segundo lugar se comprueba para cada periodo de programación si la suma de la comunicación de la ejecución diaria declarada más el programa base de casación más las ejecuciones de contratos

bilaterales internacionales válidos es inferior al valor máximo disponible. Si es superior se retira la comunicación de la ejecución diaria. Este proceso se repite con todas las unidades de producción. Una vez realizada esta comprobación se procede a realizar el mismo proceso para las comunicaciones de las ejecuciones de las unidades de adquisición, cumpliéndose las mismas condiciones.

- Una vez finalizado el proceso con la primera comunicación de la ejecución diaria, se selecciona la segunda comunicación de la ejecución diaria. Dentro de ésta se selecciona la unidad de producción recibida en primer lugar dentro de la comunicación de la ejecución diaria. Para esta unidad de producción se comprueba que la comunicación de la ejecución diaria en cada periodo de programación es inferior al máximo de esa unidad de producción, declarado en el contrato bilateral. Si es superior se retira la comunicación de la ejecución diaria. En segundo lugar se comprueba para cada periodo de programación si la suma de la comunicación de la ejecución diaria, más las comunicaciones de las ejecuciones diarias previas de la misma unidad de producción (comunicación de la ejecución de contratos bilateral validados previamente), más el programa base de casación más las ejecuciones de contratos bilaterales internacionales válidos es inferior al máximo disponible. Si es superior se retira la comunicación de la ejecución diaria. Este proceso se repite con todas las unidades de producción. Una vez realizada esta comprobación se procede a realizar el mismo proceso para las comunicaciones de las ejecuciones de las unidades de adquisición, cumpliéndose las mismas condiciones.
- Este proceso se repite para todas las comunicaciones de las ejecuciones diarias de los contratos bilaterales.
- Una vez realizado el proceso para las comunicaciones de las ejecuciones diarias válidas, se realiza el mismo proceso para las comunicaciones de las ejecuciones diarias por defecto válidas, que no han sido sustituidas por una comunicación de la ejecución diaria válida de ese contrato bilateral. El orden de validación será establecido con el mismo criterio descrito para las comunicaciones de las ejecuciones diarias.

10.3 PRODUCTORES EN RÉGIMEN ESPECIAL

Los distribuidores tendrán la obligación de presentar antes de transcurrida una hora del cierre de la sesión del mercado diario, los programas horarios de energía eléctrica que estén obligados a adquirir de los productores en régimen especial para todos los periodos de programación del día siguiente. La oferta de adquisición de energía eléctrica realizada al mercado diario por el distribuidor deberá haber reducido su demanda en este valor, si en su previsión de demanda estaba incorporado.

10.3.1 DEFINICIÓN DEL PROGRAMA

Los distribuidores enviarán los datos a través del sistema de información del operador del mercado, ya sea por pantalla o fichero. Los datos a enviar para un periodo de programación son los siguientes:

- Código del productor en régimen especial
- Fecha de vigencia de los datos.
- Descripción de la información.
- Valores horarios de previsión de excedentes, en MWh con un máximo de un decimal.

Solo existirá un programa para cada productor en régimen especial y fecha de vigencia. En caso de recibirse un nuevo programa para el mismo productor en régimen especial con la misma fecha, se grabará como la siguiente versión, realizándose las validaciones descritas en el apartado siguiente. En caso de ser un programa válido para una fecha

de vigencia éste sustituirá a cualquier otro programa válido para esa fecha de vigencia. En caso de no ser válido el programa del productor en régimen especial se tomará el último programa válido recibido para la fecha de vigencia, o en su ausencia los mismos valores horarios de un día anterior equivalente.

10.3.2 VALIDACIONES A LOS PROGRAMAS

A la recepción de un programa se realizarán las siguientes validaciones:

- Que el distribuidor que envía los datos de la unidad de producción en régimen especial es el titular de dicha unidad de producción según el sistema de información del operador del mercado. En caso de no ser el agente responsable, el programa no será válido, quedando vigente el último programa válido recibido para esa unidad de producción.
- Se validará que la hora de recepción es anterior a la hora límite de recepción de los programas, que es una hora después del cierre de la sesión del mercado diario.

10.3.3 INCORPORACIÓN AL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO

Una hora después del cierre del mercado diario, el programa diario válido del productor en régimen especial para cada periodo de programación se incorporará al programa base de funcionamiento como un programa de producción. Igualmente se incorporará para cada periodo de programación un programa de adquisición en la unidad de adquisición del distribuidor definida en el sistema de información del operador del mercado como aquella que tiene la obligación de adquirir dicha energía eléctrica al productor en régimen especial.

En caso de no existir ningún programa diario válido, o haber sido anulado éste para dicho productor en régimen especial, se tomará como valor de programa para cada periodo de programación, el mismo de cada periodo de programación del mercado diario de un día equivalente anterior.

10.4 COMUNICACIÓN DE LAS PRODUCCIONES PREVISTAS PARA CADA UNIDAD DE PRODUCCIÓN

Los agentes del mercado enviarán al operador del mercado las producciones previstas para cada una de las unidades de producción que resulten casadas en el resultado de la casación, de acuerdo con el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997.

Se desglosarán las unidades de gestión hidráulica (UGH) que resulten casadas en el programa diario base, en las unidades físicas incluidas en la misma. Así mismo se comunicarán los desgloses de las ventas de los comercializadores y agentes vendedores, de las energías intermediadas o adquiridas respectivamente al amparo de los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, en las instalaciones de los productores en régimen especial.

1. Cada agente, a la vista del resultado de la casación, comunicará al operador del mercado un fichero con las producciones previstas de cada unidad de producción antes de dos horas después del cierre de la sesión del mercado diario.
2. Los ficheros de las producciones previstas contendrán, para cada unidad de gestión hidráulica o cada instalación de régimen especial involucrada en las ventas establecidas en base a los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, la producción en MWh con un máximo de 1 decimal, de cada unidad o instalación correspondiente.

3. Las producciones previstas se recibirán antes de la hora límite establecida en el punto 1. Aquellas que no se reciban antes de esa hora límite se realizarán con factores de desagregación calculados con un día anterior equivalente.
4. El operador del mercado comunicará al operador del sistema las producciones de las unidades de gestión hidráulica y de las instalaciones de producción involucrada en las ventas establecidas al amparo de los artículos 17 y 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, por unidad o instalación en MWh, con un máximo de un decimal, indicando si estos han sido enviados por el agente correspondiente o han sido calculados con un día anterior equivalente.

10.5 COMUNICACIÓN DE LOS INSUMOS POR NUDO DE CONEXIÓN DE LAS UNIDADES DE ADQUISICIÓN

Los agentes del mercado enviarán al operador del mercado los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red para atender las demandas aceptadas en el resultado de la casación, de acuerdo con el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997.

Las unidades de adquisición se desglosarán según el modelo de red que gestiona el operador del sistema, por nudo eléctrico.

1. Cada agente, comunicará al operador del mercado un fichero con los insumos de cada unidad de adquisición antes de transcurridas dos horas del cierre de la sesión del mercado diario.
2. Los ficheros de insumos contendrán, para cada unidad de adquisición o conjunto de unidades de las comercializadoras los factores de desagregación en tanto por ciento y con un máximo de 4 decimales.
3. Los insumos se recibirán antes de la hora límite establecida en el punto 1. Aquellos que no se reciban antes de esa hora se realizarán con los factores deducidos de un día anterior equivalente.
4. Si existieran errores en los factores de desagregación de una unidad de adquisición (no sumen 100) se modificarán los mismos normalizándolos.
5. El operador del mercado comunicará al operador del sistema los insumos por nudo eléctrico en MWh con un máximo de un decimal, indicando si estos han sido enviados por el agente correspondiente o han sido calculados con un día anterior equivalente.

REGLA 11ª- SOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS QUE AFECTEN AL PROGRAMA DIARIO BASE DE FUNCIONAMIENTO. PROGRAMA DIARIO VIABLE

El programa diario viable se obtiene retirando y añadiendo del programa diario base de funcionamiento las energías que los operadores del sistema y del mercado acuerden para solventar las restricciones técnicas, sin perjuicio de la asignación de los servicios complementarios, de acuerdo con el artículo 12.3 del Real Decreto 2019/1997.

El proceso de solución de las restricciones técnicas incluirá tanto las restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, como en las interconexiones internacionales con los sistemas eléctricos con los que España tiene interconexiones, que deberán resolverse en el mismo proceso pero solucionando en primer lugar las restricciones técnicas en las interconexiones internacionales.

- 11.1 Dado que la solución de las restricciones técnicas constituye una alteración no deseable del mercado, los criterios aplicados por el operador del sistema y el

operador del mercado estarán orientados a minimizar el impacto de la solución sobre el resultado de la casación y el sobrecoste derivado de dicha solución.

- 11.2** A efectos de información, el operador del sistema, de forma actualizada y permanente, y en cualquier caso con carácter previo a la casación del mercado diario, pondrá a disposición de cada uno de los agentes la información sobre la situación del sistema generación-transporte correspondiente a sus unidades de producción o adquisición, señalando aquellas situaciones susceptibles de crear restricciones, de conformidad con las Normas y Procedimientos de operación correspondientes. Dicha información sobre la situación del sistema generación-transporte se pondrá simultáneamente a disposición del operador del mercado en su totalidad. Así mismo el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes y del operador del mercado, de forma actualizada permanentemente, la información sobre la capacidad máxima de intercambio de energía en cada dirección con cada uno de los sistemas eléctricos con los que hay interconexiones internacionales.
- 11.3** Los operadores del sistema y del mercado elaborarán informes periódicos sobre las restricciones técnicas, sus causas y circunstancias, a los efectos que sean pertinentes que remitirán tanto al Ministerio de Economía, como a la Comisión Nacional de Energía.
- 11.4** En cumplimiento de lo indicado en el artículo 12.2 del Real Decreto 2019/1997, el procedimiento acordado entre el operador del sistema y el operador del mercado para la retirada y entrada de ofertas, la retirada de producciones y consumos afectos a contratos bilaterales, sobre el programa base de funcionamiento, se hará sobre la base de las ofertas presentadas al mercado diario y la aplicación del principio de proporcionalidad entre los contratos bilaterales y el mercado. El procedimiento se describe en los puntos siguientes y está dividido en dos fases fundamentales correspondiendo a los operadores de mercado y del sistema las siguientes responsabilidades:
- Determinación por el operador del sistema de las modificaciones necesarias al programa base de funcionamiento para que el suministro pueda producirse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad establecidas.
 - Proceso de recuadre posterior a realizar por el operador del mercado con el doble objetivo de que los intercambios de energía a través de las interconexiones internacionales estén por debajo de los límites establecidos, y que se verifique el equilibrio producción-demanda en el programa diario viable.
- 11.5** Las unidades que participan en la solución de restricciones técnicas serán las de producción, así como las adquisiciones cuando su destino final sea el suministro fuera del sistema eléctrico español y sean origen de restricciones en las interconexiones internacionales.
Las producciones afectas a contratos bilaterales tendrán la consideración de funcionamiento a plena carga.
- 11.6 PROCESO A REALIZAR POR EL OPERADOR DEL SISTEMA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS MODIFICACIONES NECESARIAS AL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO, PARA QUE EL TRÁNSITO DE ENERGÍA POR EL CONJUNTO DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES CON CADA UNO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CON LOS QUE ESTAS EXISTEN, SE ENCUENTRE POR DEBAJO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN CADA MOMENTO POR EL OPERADOR DEL SISTEMA**

Para el conjunto de las interconexiones internacionales que existen con cada uno de los sistemas eléctricos limítrofes de España, el operador del sistema procederá conforme a lo que se indica en los siguientes puntos:

11.6.1 El operador del sistema, tomando como base el programa base de funcionamiento, las ofertas enviadas por los agentes para el mercado diario y la información sobre contratos bilaterales, junto con su desagregación en nudos de conexión a la red, y unidades físicas de producción determinará la energía que es necesario retirar o incorporar para que los tránsitos de energía por el conjunto de interconexiones internacionales con el sistema eléctrico de que se trate, se encuentre por debajo de los límites establecidos en cada momento por el operador del sistema, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas de las unidades de producción, cuando se trate de incorporaciones de energía, pero respetando el mínimo técnico indicado en las mismas, así como la producción y el consumo que es necesario retirar afectos a contratos bilaterales. El resultado contemplará así mismo que cada una de las interconexiones individuales está por debajo de los límites establecidos. El procedimiento a seguir tendrá los pasos siguientes:

- En primer lugar el operador del sistema determinará la cantidad y dirección de los tránsitos de energía que es necesario retirar en cada periodo de programación. Para ello determinará las transacciones del programa básico de funcionamiento que tienen influencia en los tránsitos de energía en cada dirección, comprobando a continuación los límites correspondientes.
- El operador del sistema procederá a repartir entre las transacciones la energía a retirar en dos partes, de forma proporcional a la suma de transacciones incluidas en el resultado de la casación (producciones, o consumos, dependiendo de que sean restricciones a la importación o a la exportación), y el valor previamente calculado por el operador del mercado y comunicado al operador del sistema en aplicación de la Regla 6.4, como límite máximo de la suma de las producciones o consumos de los contratos bilaterales.
- El operador del sistema procederá a asignar la energía a retirar de los contratos bilaterales (la necesaria para ajustarlos al valor previamente calculado por el operador del mercado y comunicado al operador del sistema en aplicación de la Regla 6.4, y la modificada como consecuencia del punto anterior) entre los mismos, siguiendo el orden de las ofertas por mantenerse ocupando la capacidad de interconexión, que los titulares de los contratos bilaterales hayan presentado junto con la ejecución del contrato bilateral al operador del mercado, para ser enviadas al operador del sistema.

11.6.2 Como resultado de este proceso, el operador del sistema pondrá la siguiente información, por cada periodo horario del horizonte de programación, a disposición del operador del mercado, y a disposición de los agentes la información correspondiente a sus unidades de producción y adquisición:

- Unidades de producción o de adquisición, que tengan limitada la capacidad de ser modificadas, del programa base de funcionamiento en el proceso de retirada de la producción o la demanda a realizar por el operador del mercado, para que el tránsito de energía por el conjunto de interconexiones internacionales con cada uno de los sistemas eléctricos con los que estas existen, se encuentre por debajo de los límites establecidos en cada momento por el operador del sistema. Estas limitaciones las elaborará el

operador del sistema teniendo en cuenta el orden de precedencia económica a utilizar por el operador del mercado para la retirada de energía a que se refiere la Regla 11.10, que le comunique el operador del mercado.

- Cantidad de energía a retirar del resultado de la casación, para solucionar las restricciones técnicas con cada uno de los sistemas eléctricos.
- Producciones o consumos afectos a contratos bilaterales que tengan que ser eliminados del programa base de funcionamiento para adecuar el volumen de la importación o exportación de energía a los límites establecidos.

11.7 PROCESO A REALIZAR POR EL OPERADOR DEL SISTEMA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS MODIFICACIONES NECESARIAS AL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO PARA QUE EL SUMINISTRO, EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL, PUEDA PRODUCIRSE EN LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD, CALIDAD Y FIABILIDAD ESTABLECIDAS

Una vez supuestos adecuados los tránsitos por las interconexiones con cada uno de los países a los límites establecidos, el operador del sistema procederá de la forma siguiente:

11.7.1 El operador del sistema, tomando como base el programa base de funcionamiento, las ofertas enviadas por los agentes para el mercado diario y la información sobre contratos bilaterales, junto con su desagregación en nudos de conexión a la red, determinará la energía que es necesario retirar o incorporar para resolver las restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas de las unidades de producción, pero respetando el mínimo técnico indicado en las mismas, así mismo determinará la producción y/o el consumo que es necesario retirar afectos a contratos bilaterales.

11.7.2 Como resultado del proceso de análisis técnico, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado la siguiente información, dando cuenta a los agentes de la correspondiente a sus unidades de producción o adquisición:

- Unidades de producción cuyas producciones tengan que ser incorporadas o retiradas del resultado de la casación para resolver las restricciones técnicas en el sistema eléctrico español.
- Unidades de producción, que tengan limitada la capacidad de ser modificadas, del programa base de funcionamiento, para evitar la aparición de restricciones técnicas en el proceso de ajuste de la producción y la demanda a realizar por el operador del mercado, estas limitaciones las elaborará el operador del sistema teniendo en cuenta:
 - El orden de precedencia económica a utilizar por el operador del mercado para la retirada de energía necesaria para ajustar los intercambios de energía con otros sistemas eléctricos, y para restablecer el equilibrio producción-demanda a que se refiere la Regla 11.10, que le comunique el operador del mercado.
 - El orden que el operador del mercado le comunique de los tramos de energía de las ofertas no casadas, cuya incorporación se hará conforme a lo descrito en esta regla 11, para el caso de incorporación de energía necesaria para restablecer el equilibrio producción-demanda.

11.8 PROCESO A REALIZAR POR EL OPERADOR DEL MERCADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS MODIFICACIONES NECESARIAS AL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO PARA QUE SE RESPETEN LOS LÍMITES DE INTERCAMBIO CON LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CON LOS QUE HAY INTERCONEXIONES, Y SE VERIFIQUE EN EL PROGRAMA DIARIO VIABLE PROVISIONAL EL EQUILIBRIO PRODUCCIÓN-DEMANDA

El operador del mercado, una vez recibida la información indicada en los puntos anteriores, procederá a modificar el programa básico de funcionamiento incorporando o retirando aquellas producciones o consumos señaladas por el operador del sistema. A continuación el operador del mercado procederá hora por hora a reajustar el programa básico de funcionamiento de forma que se respeten los límites de intercambio de energía con cada uno de los sistemas eléctricos con los que existen interconexiones, y que se verifique el equilibrio producción-demanda en todas las horas, de conformidad con la información enviada por el operador del sistema, procediendo de la siguiente forma:

- 11.8.1** En primer lugar el operador del mercado procederá a retirar ofertas de producción, o de adquisición, con objeto de que el programa viable provisional resultante respete los límites de intercambio con cada uno de los sistemas eléctricos con los que España tiene interconexiones en cada periodo horario de programación. En el proceso de retirada de la energía indicada por el operador del sistema del resultado de la casación, para resolver las restricciones técnicas de las interconexiones con cada uno de los sistemas eléctricos, el operador del mercado utilizará el orden de precedencia descrito en la regla 11.10, respetando las limitaciones enviadas por el operador del sistema a la capacidad de modificar las energías asignadas a las unidades de producción o adquisición durante este proceso.
- 11.8.2** Una vez realizado el punto anterior, el operador del mercado procederá a calcular, para cada periodo horario de programación, si es necesario incorporar o retirar energía para verificar el equilibrio producción-demanda en el programa diario viable provisional.
 - 11.8.2.1** Si en la hora correspondiente es necesario retirar energía, el operador del mercado lo hará siguiendo el orden de precedencia económica para la retirada de energía en el proceso de equilibrar producción y consumo posterior al análisis efectuado por el operador del sistema, descrito en la Regla 11.10, hasta que se verifique el equilibrio producción-demanda en esa hora, así como los límites de intercambio de energía con cada uno de los sistemas eléctricos con los que existen interconexiones. Los tramos de energía serán considerados como ofertas simples, sin ningún tipo de condiciones complejas, retirándose en primer lugar los tramos de precio mas alto.
 - 11.8.2.2** Si en la hora correspondiente es necesario incorporar energía el operador del mercado lo hará siguiendo el orden de precedencia de las ofertas no casadas, o casadas parcialmente, derivado del precio expresado en sus tramos de oferta, hasta que se verifique el equilibrio producción-demanda en esa hora. Los tramos de energía serán considerados como ofertas simples, sin ningún tipo de condiciones técnicas o económicas complejas
 - 11.8.2.3** Una vez reajustadas todas las horas, el operador del mercado procederá a comprobar la condición de ingresos mínimos de aquellas unidades de producción a las que solo se les hubiese incorporado energía durante este proceso de reajuste realizado por el operador del mercado (no se comprobaran aquellas unidades de producción a las que el operador del sistema ya les

hubiese incorporado energía), eliminando la asignación a la unidad de producción, en caso de no cumplirse el ingreso mínimo solicitado en la oferta del mercado diario.

- 11.8.2.4** Si como consecuencia del punto anterior hubiese sido necesario eliminar las ofertas de alguna unidad de producción, se repetirá el proceso de reajuste para aquellas horas en que sea necesario, volviendo a comprobar la condición de ingresos mínimos, iterando de esta forma hasta que en todos los periodos horarios se verifique el equilibrio producción-demanda. En cada iteración se eliminará solo una unidad de producción, y esta será la que su diferencia entre los ingresos que obtendría, en caso de ser asignada, y los que solicitó sea máxima.

El resultado de la retirada y/o incorporación de las ofertas sobre el programa base de funcionamiento, será enviado por el operador del mercado al operador del sistema para que éste elabore el programa diario viable provisional que, una vez incorporados los servicios complementarios, constituirá el programa diario viable.

11.9 A EFECTOS DEL TRATAMIENTO DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN CON AFECTACIÓN EXPRESA A CONTRATOS BILATERALES, EL OPERADOR DEL MERCADO, EN EL PROCESO DE REAJUSTE POSTERIOR PARA EQUILIBRAR LA GENERACIÓN Y LA DEMANDA, PROCEDERÁ DE LA FORMA SIGUIENTE

- 11.9.1** En el caso de que en una hora sea necesario retirar energía, el operador del mercado repartirá proporcionalmente la energía que es necesario retirar, entre la energía del conjunto de las unidades de producción no limitadas en su capacidad de disminuir producción por el operador del sistema. El reparto se hará entre la energía de las unidades de producción con afectación expresa a contratos bilaterales, y la energía de las ofertas de venta casadas en el resultado de la casación del mercado diario, considerándose en ambos casos únicamente las unidades de producción no limitadas en su capacidad de disminuir producción (o las limitadas parcialmente, por la parte que no esté limitada), por el operador del sistema.

- 11.9.2** Una vez determinada la cantidad de energía a retirar en una hora del conjunto de las unidades de producción con afectación expresa a contratos bilaterales y no limitadas por el operador del sistema en su capacidad de disminuir producción, ésta se repartirá proporcionalmente a la magnitud de su producción no limitada.

- 11.9.3** La cantidad de energía a retirar por las ofertas de venta casadas en el resultado de la casación del mercado diario será asignada tal como se describe en el punto anterior de esta Regla.

11.10 ESTABLECIMIENTO DEL ORDEN DE PRECEDENCIA ECONÓMICA DE LAS OFERTAS CASADAS EN EL RESULTADO DE LA CASACIÓN, PARA AJUSTAR LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA CON OTROS SISTEMAS ELÉCTRICOS, Y PARA LA RETIRADA DE ENERGÍA NECESARIA PARA RESTABLECER EL EQUILIBRIO PRODUCCIÓN-DEMANDA

El operador del mercado establecerá el orden calculando el precio para un tramo de energía "b", de una oferta "o" asignado en una hora "h" como:

$$PPE(o,b,h) = \text{MÁX} [Pof(o,b,h), (Pm(h) * (IMIN(o)/IMER(o)))]$$

donde:

Pof(o,b,h) es el precio de la oferta, considerada como simple, del tramo b de la oferta o en la hora h.

Pm(h) es el precio marginal de la hora h.

IMIN(o) es el valor del ingreso mínimo solicitado por la oferta o, cuyo valor es igual a:

$$\left[T_f + \sum_h T_v * Energía(h) \right]$$

IMER(o) es el valor del ingreso de la oferta o a precios de mercado, cuyo valor es igual a:

$$\left[\sum_h P_m(h) * Energía(h) \right]$$

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 (las ofertas que se hayan insertado antes, serán retiradas con posterioridad a las que se hayan insertados mas tarde). En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, éstas serán retiradas en orden inverso de cantidad de energía en el tramo (los tramos que incorporen mayor cantidad de energía serán retirados antes que los que incorporen una menor cantidad). En caso de que la cantidad de energía también coincida se retirarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

REGLA 12ª- RESULTADO DE LA CASACIÓN EN EL MERCADO DIARIO Y PERFECCIONAMIENTO DE LOS CONTRATOS.

Por la casación se produce la formalización de la contratación de energía eléctrica entre el conjunto de vendedores y compradores.

La falta de perfeccionamiento de los contratos por las causas derivadas de la aplicación de la legislación sobre la materia, las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y las Normas o Procedimientos de Operación del Sistema, tendrá las consecuencias y efectos determinados en las Normas y Reglas señaladas para cada caso incluso en materia de liquidaciones.

CAPITULO TERCERO

MERCADO INTRADIARIO

REGLA 13ª- CONCEPTO. OBJETO. RÉGIMEN TEMPORAL DE APLICACIÓN

13.1 El mercado intradiario, regulado en el artículo 15 del Real Decreto 2019/1997 como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica al operador del mercado, los ajustes que sean necesarios sobre el programa diario viable.

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

13.2.1 Determinado un programa diario viable, se abrirán sesiones del mercado intradiario para los períodos horarios de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

13.2.2 Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios períodos horarios de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado.

13.2.3 Cada período horario de programación podrá ser objeto de sesiones sucesivas de mercado intradiario.

13.2.4 No se podrán incluir en sesiones del mercado intradiario períodos horarios de programación para los que no exista programa diario viable publicado.

13.2.5 El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en estas Reglas de Funcionamiento y deberá asegurar que cualquier período horario de programación con programa diario viable publicado, sea objeto, al menos, de una sesión de mercado intradiario.

13.3. Las sesiones del mercado intradiario se establecerán de la forma siguiente:

Se celebrarán al menos seis sesiones diarias del mercado intradiario. El operador del mercado podrá establecer y modificar los horarios de las sesiones y la distribución de tiempos interna de cada sesión, si así resultase aconsejable, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado y al operador del sistema

La ampliación del número de sesiones del mercado intradiario, hasta la implantación de la convocatoria de sesiones cada hora, se determinará por el operador del mercado, previo informe del operador del sistema, del Comité de Agentes del Mercado y Comisión Nacional de Energía, y autorización del Ministerio de Economía.

REGLA 14ª- OFERTAS DE VENTA

14.1. SUJETOS

14.1.1 VENEDORES

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario y aquellos agentes, de entre los habilitados para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario -distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y, en su caso, agentes externos- que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, así como aquellos agentes que hayan adquirido energía a través de un contrato bilateral. Los citados titulares de ofertas de adquisición en el mercado diario y quienes hayan adquirido energía a través de un contrato bilateral, sólo podrán participar respecto de los períodos horarios de programación, comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron, o con el día para el cual se haya realizado la adquisición de energía, en el caso de contratos bilaterales.

14.1.2 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de venta se presentarán al operador del mercado.

14.2 CLASES

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido.

14.3 OBJETO Y CONTENIDO

14.3.1 OFERTAS SIMPLES

Son las presentadas para uno o varios períodos horarios de programación con expresión de un precio, incluso cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada período horario de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos de capacidad de producción para una misma oferta de una unidad de producción o de adquisición, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

14.3.2 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 sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable definitivo y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

14.3.2.1 CONDICIÓN DE VARIACIÓN DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN O DE ENERGÍA PREVIAMENTE ADQUIRIDA, O CONDICIÓN DE GRADIENTE DE CARGA

Los vendedores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas que los titulares de las unidades de producción 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 períodos horarios 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 la Regla sobre la comprobación de la condición de gradiente de carga. Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquél 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 por el total de energía previamente asignada en el programa viable definitivo y las sesiones previas del mercado intradiario a dicha unidad de producción 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 producción, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los períodos horarios de programación.

14.3.2.2 CONDICIÓN DE ACEPTACIÓN COMPLETA EN LA CASACIÓN DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA DE VENTA

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

14.3.2.3 CONDICIÓN DE ACEPTACIÓN COMPLETA EN CADA HORA EN LA CASACIÓN DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA DE VENTA

Los vendedores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de producción 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.

14.3.2.4 CONDICIÓN DE MÍNIMO NÚMERO DE HORAS CONSECUTIVAS DE ACEPTACIÓN COMPLETA DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA

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

14.3.2.5 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 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. Un valor cero indica que esta condición no debe ser tenida en cuenta.

14.3.2.6 CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS

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

- 14.3.3** Podrán presentarse varias ofertas de venta para un mismo período horario de programación y una misma unidad de producción o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

14.4 LUGAR

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

Los medios electrónicos disponibles serán alguno de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que las instalen.

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 del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de venta 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.

14.5 TIEMPO

El operador del mercado determinará el momento inicial del período de presentación y aceptación de ofertas de venta y lo comunicarán a los agentes.

Las ofertas deberán presentarse y recibirse antes del cierre del período de aceptación de ofertas. La hora de recepción será la que indique el sistema informático del operador del mercado en el momento de la recepción.

14.6 FORMATO

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 producción o de adquisición.
- b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- c) Unidad monetaria. Pesetas o céntimos de euro.
- d) Tipo de ajuste según los códigos definidos en el sistema de información del operador del mercado.
- e) Condición de ingreso mínimo para esta oferta por la unidad de producción o adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:
 - Término fijo (TF) para un mismo horizonte de programación, fijado en pesetas o céntimos de euro, sin que puedan incluirse decimales.
 - Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte de programación, fijado en pesetas/kWh o céntimos de euro kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales.
- f) Gradiente de parada, arranque, subida y bajada (MW/Minuto).
- g) Mínimo técnico (MW) con un máximo de un decimal.
- h) Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta (S/N).
- i) Energía máxima admisible por la oferta de venta en MWh con un máximo de un decimal.
- j) Número de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casado en su totalidad.
- k) Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta de venta.

Por cada tramo y período horario 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 de un decimal.
- Precio ofertado en PTA/kWh, o céntimos de euro kWh, con un máximo de tres decimales.

14.7 LIMITACIONES A LA OFERTA

La presentación de ofertas está sometida a las siguientes limitaciones.

- 14.7.1** La suma de las energías asignadas en el último programa horario final o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, junto a la ofertada, debe estar comprendido entre los límites de energías superior e inferior de que disponga el sistema de información del operador del mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado sobre indisponibilidades de unidades de producción, recibidas en el sistema de información del operador del mercado antes del cierre de recepción de ofertas de la sesión, determinarán que las correspondientes ofertas de venta no sean consideradas válidas y, en consecuencia, no serán incluidas en la casación.

14.7.1.1 DEFINICIÓN E INCORPORACIÓN DE LA INFORMACIÓN SOBRE INDISPONIBILIDADES Y LIMITACIONES ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA AL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

La información sobre indisponibilidades enviada por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado se realizará a través de este y contendrá siempre todas las indisponibilidades que el operador de sistema ha confirmado de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física, si bien en el caso de las unidades de gestión hidráulica, el operador de sistema puede indicar, en el registro de envío de la indisponibilidad de una unidad física, que la unidad de gestión hidráulica a la que pertenece está totalmente indisponible.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el sistema de información del operador del mercado de manera inmediata, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación la hora de cierre de la sesión.

La información sobre limitaciones enviada por el operador del sistema al operador del mercado contendrá siempre todas las limitaciones que el operador de sistema impone a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario de cualquiera de las unidades de producción o adquisición, o de las unidades físicas, en el momento del envío de la información. La información sobre limitaciones se puede recibir por unidad de producción o por unidad física, si bien la limitación a la posibilidad de ofertar se hará siempre por unidad de producción.

La información sobre limitaciones se incorporará al sistema de información del operador del mercado de manera inmediata, excepto durante las sesiones del mercado intradiario que no se incorporará, realizándose la incorporación cuando el programa horario final 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.

14.7.1.2 VERIFICACIÓN DE OFERTAS

Se verificará que la energía ofertada por hora por la unidad de producción está dentro de los márgenes permitidos mediante las siguientes fórmulas:

La energía horaria asignada a la unidad de producción en el último programa horario final, o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, más la energía correspondiente a la oferta, ha de ser menor en cada periodo de programación que el menor de los siguientes valores:

- PMAX
- PDISP
- PLIMITSUB

y a su vez ha de ser mayor que el mayor de los siguientes valores:

- PMIN
- PLIMITBAJ

Ha de cumplirse que:

$$\begin{aligned} P_{MAX} &\geq P_{DISP} \geq P_{LIMITSUB} \\ P_{MIN} &\leq P_{LIMITBAJ} \end{aligned}$$

y que cualquiera de los valores: PMAX, PDISP, PLIMITSUB es mayor que cualquiera de los valores: PMIN, PLIMITBAJ.

En la situación en la que la suma de las energías del programa previo más la energía de la oferta no cumpla las anteriores condiciones pero contribuya a aproximarse a cumplir con la condición requerida, a pesar de que no la cumpla. Las fórmulas son iguales salvo que se compara la diferencia entre los dos valores, antes y después de añadirle la oferta, y esta es válida si esa diferencia (el grado de incumplimiento de la condición) disminuye al añadirle al programa casado la oferta.

Siendo:

- PMAX: Potencia máxima definida en el sistema de información del operador del mercado para la unidad de producción (suma de las potencias máximas de las unidades físicas).
- PMIN: Potencia mínima definida en el sistema de información del operador del mercado para la unidad de producción (suma de las potencias mínimas de las unidades físicas).
- PDISP: Potencia máxima de una unidad de producción, una vez descontada la potencia indisponible a subir de sus unidades físicas.
- PLIMITSUB: Potencia máxima de una unidad de producción que el operador de sistema ha declarado en el fichero de limitaciones como valor máximo.
- PLIMITBAJ: Potencia mínima de una unidad de producción que el operador de sistema ha declarado en el fichero de limitaciones como valor mínimo.

En caso de recibirse una nueva información sobre indisponibilidad durante el proceso de recepción de ofertas de una sesión, de una unidad física correspondiente a una unidad de producción limitada por el operador de sistema, puede darse la siguiente situación:

$$PDISP < PLIMITBAJ$$

En este caso se modificará la potencia límite a bajar siendo igual a la potencia máxima disponible:

$$PLIMITBAJ = PDISP$$

- 14.7.2** Las horas ofertadas deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.
- 14.7.3** 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 dentro de cada hora vacíos, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.
- 14.7.4** La suma de las energías asignadas por cada período de programación en el último programa horario final o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, a las unidades de adquisición, menos las correspondientes a cada oferta de venta realizada por esa misma unidad, debe dar un resultado positivo o nulo.

14.8 EFECTOS

La presentación de la oferta produce los siguientes efectos, sin perjuicio de otros recogidos en estas Reglas.

14.8.1 VERIFICACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas de venta presentadas por los vendedores serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

14.8.1.1 VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA SESIÓN

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de venta 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 período de aceptación de ofertas.

14.8.1.2 VERIFICACIONES DEL AGENTE QUE PRESENTA LA OFERTA DE VENTA

- Que el agente está dado de alta en el sistema del operador del mercado.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de producción o adquisición. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de producción o adquisición para las que no esté habilitado.

- Que el agente, en caso de los consumidores cualificados, comercializadores y distribuidores, y en su caso agentes externos, participó en la sesión correspondiente del mercado diario en la que se realizó la casación para los períodos horarios de programación para los que presenta oferta en el mercado intradiario.

14.8.1.3 VERIFICACIÓN DE LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de venta que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de producción o de adquisición, respectivamente, por la que se presenta dicha oferta, están dados de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Economía o, en su caso, cumple con lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997.

14.8.1.4 VERIFICACIONES DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE VENTA CON LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN O EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

- Energía máxima a ofertar en un periodo horario de programación:
El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de las ofertas de venta, que la energía ofertada por el vendedor para la unidad de producción, agregada a las energías ya asignadas en el programa diario viable y en los mercados intradiarios previos, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.
- 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 puede aceptarse a dicha unidad de producción en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción, conforme a los datos registrados en el sistema de información del operador del mercado.

14.8.1.5 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE VENTA CON LA INFORMACIÓN DE QUE DISPONE EL OPERADOR DEL MERCADO ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

El operador del mercado comprobará, antes de la posible posterior aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el vendedor respeta las limitaciones puestas a disposición del operador del mercado por el operador del sistema al inicio de la sesión, de acuerdo a la regla 14.7

14.8.1.6 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS PRECIOS

Verificar que los precios de las energías expresados en las ofertas no son ni inferiores a los mínimos ni superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el sistema de información del operador del mercado.

14.8.1.7 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS

Verificar 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.

14.8.1.8 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS GRADIENTES

Verificar que los gradientes declarados en la oferta, no pueden superar los existentes para la unidad de producción en el sistema de información del operador del mercado.

14.8.1.9 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LA OFERTA CON CONDICIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA

- Verificar que la oferta con condición de energía máxima no incorpora la condición de gradiente de carga.
- Verificar que la oferta con condición de energía máxima es la única oferta presentada para la unidad de producción o adquisición.

14.8.2 ACEPTACIÓN DE LA OFERTA

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

14.8.3 CONFIDENCIALIDAD

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 e instrumentos de acceso informático y a comunicar al operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

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

14.8.4 INFORMACIÓN

El operador del mercado informará a los vendedores de los siguientes extremos

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de venta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.
- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de venta de energía eléctrica que le haga el vendedor y comunicación automática del resultado de la verificación.
- Aceptación de la oferta económica de venta 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.

14.8.5 INCLUSIÓN EN LA CASACIÓN

El vendedor deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas Reglas.

REGLA 15ª- OFERTAS DE COMPRA

15.1 SUJETOS

15.1.1 COMPRADORES

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes habilitados para presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado diario, y aquellos agentes, de entre los habilitados, -distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados y en su caso agentes externos- para presentar ofertas de adquisición en el mercado diario, que hubieran participado en la sesión del mismo sobre la que se abra sesión de mercado intradiario, así como aquellos agentes que hayan adquirido energía a través de un contrato bilateral. Los citados titulares de ofertas de adquisición en el mercado diario y quienes hayan adquirido energía a través de un contrato bilateral, sólo podrán participar respecto de los períodos horarios de programación, comprendidos en la sesión del mercado intradiario, que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o con el día para el cual se haya realizado la adquisición de energía, en el caso de contratos bilaterales.

15.1.2 OPERADOR DEL MERCADO

Las ofertas de adquisición se presentarán al operador del mercado.

15.2 CLASES

Las ofertas de adquisición pueden ser simples y complejas, en razón de su contenido.

15.3 OBJETO Y CONTENIDO

15.3.1 OFERTAS SIMPLES

Son las presentadas para uno o varios períodos horarios de programación con expresión de una cantidad y un precio, incluso cero, de un tramo de energía, pudiendo existir, para cada período horario de programación, hasta cinco tramos de adquisición de energía para una misma unidad de producción o de adquisición en el mercado intradiario.

15.3.2 OFERTAS COMPLEJAS

Son las que, cumpliendo 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 sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas y no a las energías asignadas previamente en el programa viable definitivo y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

15.3.2.1 CONDICIÓN DE VARIACIÓN DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN O DE ENERGÍA PREVIAMENTE ADQUIRIDA, O CONDICIÓN DE GRADIENTE DE CARGA

Los compradores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas de compra que los titulares de las unidades de producción o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer para cada unidad de producción o de adquisición una diferencia máxima de variación de capacidad de producción o de disminución de la energía asignada, entre dos períodos horarios 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 realizarán de acuerdo con lo señalado en la Regla 16.3.3.1. Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquél 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 de producción, o por el total de energía previamente asignada en el programa diario viable y en los mercados intradiarios previos en el período horario de programación a dicha unidad de producción 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 producción, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los períodos horarios de programación.

15.3.2.2 CONDICIÓN DE ACEPTACIÓN COMPLETA EN LA CASACIÓN DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA DE COMPRA

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

15.3.2.3 CONDICIÓN DE ACEPTACIÓN COMPLETA EN CADA HORA EN LA CASACIÓN DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA DE COMPRA

Los compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de producción 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.

15.3.2.4 CONDICIÓN DE MÍNIMO NÚMERO DE HORAS CONSECUTIVAS DE ACEPTACIÓN COMPLETA DEL TRAMO PRIMERO DE LA OFERTA

Los compradores pueden incluir en las ofertas de compra que presenten por cada unidad de producción o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en parte del horizonte de casación, el primer tramo, según lo hayan definido en su oferta, durante el número consecutivo de horas especificado en su oferta de compra, esta oferta sea eliminada.

15.3.2.5 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 para el horizonte de programación se refiere la oferta, determina que, 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. Un valor cero indica que esta condición no debe ser considerada.

15.3.2.6 CONDICIÓN DE PAGOS MÁXIMOS

Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de producción o de adquisición, que dicha oferta sólo 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 pesetas o céntimos de euro, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en pesetas o céntimos de euro por kWh, con un máximo de tres decimales.

La condición de pagos máximos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de compra que incorporen más del 50% de la energía al precio instrumental de las ofertas de compra (precio de 30 PTA/kWh.).

- 15.3.3** Podrán presentarse varias ofertas de compra para un mismo período horario de programación y una misma unidad de producción o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

15.4 LUGAR

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

Los medios electrónicos disponibles serán alguno de los siguientes:

- Acceso a través de Internet.
- Acceso a través de líneas de Red de Telefonía Básica (RTB).
- Acceso a través de líneas de Red Digital de Servicios Integrados (RDSI).
- Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que las instalen.

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 del mercado de las modificaciones que incorpore en su sistema de información en cada momento.

Los vendedores realizarán la comunicación de sus ofertas de adquisición 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.

15.5 TIEMPO

El operador del mercado determinará el momento inicial del período de presentación y aceptación de ofertas de compra y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán

recibirse antes del cierre del período de aceptación de ofertas. La hora de recepción será la que indique el sistema informático del operador del mercado en el momento de la recepción.

15.6 FORMATO

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

- a) Código de la unidad de producción o de adquisición.
- b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
- c) Unidad monetaria. Pesetas o céntimos de euro.
- d) Tipo de ajuste según los códigos definidos en el sistema de información del operador del mercado.
- e) Condición de pago máximo para esta oferta por la unidad de producción o de adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:
 - Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o céntimos de euro, sin que puedan incluirse decimales.
 - Término variable (TV), que permanecerá invariable para un mismo horizonte diario de programación, fijado en pesetas o céntimos de euro por kWh, pudiéndose incluir tres cifras decimales .
- f) Gradiente de parada, arranque subida y bajada (MW/Minuto).
- g) Mínimo técnico (MW, con un máximo de un decimal).
- h) Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de compra (S/N).
- i) Energía máxima admisible por la oferta de compra en MWh, con un máximo de un decimal.
- j) Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta de compra (S/N).
- k) Número de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casada.

Por cada tramo y período horario 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 de un decimal.
- Precio ofertado en PTA/kWh, o céntimos de euro kWh, con un máximo de tres decimales.

15.7 LIMITACIONES A LA OFERTA

La presentación de ofertas está sometida a las siguientes limitaciones.

- 15.7.1** La suma de las energías asignadas en el último programa horario final o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, junto a la ofertada, debe estar comprendido entre los límites de energías superior e inferior de que disponga el sistema de información del operador del mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado sobre indisponibilidades de unidades de producción, recibidas en el sistema de información del operador del mercado antes del cierre de recepción de ofertas de la sesión, determinarán que las correspondientes ofertas de compra no sean consideradas válidas y, en consecuencia, no serán incluidas en la casación.

15.7.1.1 DEFINICIÓN E INCORPORACIÓN DE LA INFORMACIÓN SOBRE INDISPONIBILIDADES Y LIMITACIONES ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA AL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO.

La información sobre indisponibilidades enviada por el operador del sistema al sistema de información del operador del mercado se realizará a través de este y contendrá siempre todas las indisponibilidades que el operador de sistema ha confirmado de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física, si bien en el caso de las unidades de gestión hidráulica, el operador de sistema puede indicar, en el registro de envío de la indisponibilidad de una unidad física, que la unidad de gestión hidráulica a la que pertenece está totalmente indisponible.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el sistema de información del operador del mercado de manera inmediata, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación la hora de cierre de la sesión.

La información sobre limitaciones enviada por el operador del sistema al operador del mercado contendrá siempre todas las limitaciones que el operador de sistema impone a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario de cualquiera de las unidades de producción o adquisición, o de las unidades físicas, en el momento del envío de la información. La información sobre limitaciones se puede recibir por unidad de producción o por unidad física, si bien la limitación a la posibilidad de ofertar se hará siempre por unidad de producción.

La información sobre limitaciones se incorporará al sistema de información del operador del mercado de manera inmediata, excepto durante las sesiones del mercado intradiario que no se incorporará, realizándose la incorporación cuando el programa horario final 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.

15.7.1.2 VERIFICACIÓN DE OFERTAS

Se verificará que la energía ofertada por hora por la unidad de producción está dentro de los márgenes permitidos mediante las siguientes fórmulas:

La energía horaria asignada a la unidad de producción en el último programa horario final, o programa diario viable si se trata de la primera sesión del mercado intradiario, más las correspondientes a la oferta, ha de ser menor que el menor de los siguientes valores:

- PMAX
- PDISP
- PLIMITSUB

y a su vez ha de ser mayor que el mayor de los siguientes valores:

- PMIN
- PLIMITBAJ

Ha de cumplirse que:

$$\begin{aligned} P_{MAX} &\geq P_{DISP} \geq P_{LIMITSUB} \\ P_{MIN} &\leq P_{LIMITBAJ} \end{aligned}$$

y que cualquiera de los valores: PMAX, PDISP, PLIMITSUB es mayor que cualquiera de los valores: PMIN, PLIMITBAJ.

En la situación en la que la suma de las energías del programa previo más la energía de la oferta no cumpla las anteriores condiciones pero contribuya a aproximarse a cumplir con la condición requerida, a pesar de que no la cumpla. Las fórmulas son iguales salvo que se compara la diferencia entre los dos valores, antes y después de añadirle la oferta, y esta es válida si esa diferencia (el grado de incumplimiento de la condición) disminuye al añadirle al programa casado la oferta.

Siendo:

- PMAX: Potencia máxima definida en el sistema de información del operador del mercado para la unidad de producción (suma de las potencias máximas de las unidades físicas).
- PMIN: Potencia mínima definida en el sistema de información del operador del mercado para la unidad de producción (suma de las potencias mínimas de las unidades físicas).
- PDISP: Potencia máxima de una unidad de producción, una vez descontada la potencia indisponible a subir de sus unidades físicas.
- PLIMITSUB: Potencia máxima de una unidad de producción que el operador de sistema ha declarado en el fichero de limitaciones como valor máximo.
- PLIMITBAJ: Potencia mínima de una unidad de producción que el operador de sistema ha declarado en el fichero de limitaciones como valor mínimo.

En caso de recibirse una nueva información sobre indisponibilidad durante el proceso de recepción de ofertas de una sesión, de una unidad física correspondiente a una unidad de producción limitada por el operador de sistema, puede darse la siguiente situación:

$$PDISP < PLIMITBAJ$$

En este caso se modificará la potencia límite a bajar siendo igual a la potencia máxima disponible:

$$PLIMITBAJ = PDISP$$

15.7.2 Las horas ofertadas deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

15.7.3 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 dentro de cada hora vacíos, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

15.7.4 La suma de las energías asignadas en el último programa horario final o en el programa viable definitivo en caso de ser el primer Intradiario, a las unidades de producción, menos las correspondientes a cada oferta de compra, debe dar un resultado mayor o igual que la menor de las siguientes potencias:

- Limitación del grupo por restricciones
- Limitación del grupo por indisponibilidad

En cualquier caso el valor deberá ser mayor que cero.

Posteriormente en el proceso de casación, y si la unidad de producción ha declarado gradientes, el límite podrá ser más restrictivo al no permitirse que la potencia al inicio y/o final de hora sea menor que el límite antes definido y, por tanto, la energía horaria mínima será mayor o igual que dicho límite.

15.8 EFECTOS

La presentación de la oferta produce los siguientes efectos, sin perjuicio de otros recogidos en estas Reglas.

15.8.1 VERIFICACIÓN DE LA OFERTA.

Las ofertas de compra serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

15.8.1.1 VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA SESIÓN

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta de compra 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 período de aceptación de ofertas.

15.8.1.2 VERIFICACIONES DEL AGENTE QUE PRESENTA LA OFERTA DE COMPRA

- Que el agente está dado de alta en el sistema del operador del mercado.

- Que el agente está habilitado para presentar ofertas.
- Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de producción o adquisición. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de producción o adquisición para las que no esté habilitado
- Que el agente, en caso de los consumidores cualificados, comercializadores, distribuidores, y, en su caso agentes externos, participó en la sesión correspondiente del mercado diario en la que se realizó la casación para los períodos horarios de programación para los que presenta oferta en el mercado intradiario.

15.8.1.3 VERIFICACIÓN DE LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de producción o de adquisición respectivamente, por la que se presenta dicha oferta están dados de alta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Economía, o en su caso, cumple con lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 2019/1997.

15.8.1.4 VERIFICACIONES DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE ADQUISICIÓN CON LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO EN CUANTO A LA ENERGÍA MÁXIMA A COMPRAR EN UN PERÍODO HORARIO DE PROGRAMACIÓN

El operador del mercado comprobará, en el momento de presentación de la oferta, que la energía que el comprador demanda es inferior o igual que la que podría demandar conforme a los datos del sistema de información del operador del mercado. A estos efectos se calculará la energía máxima como la suma de todas las energías asignadas en el programa diario viable y en las sesiones del mercado intradiario previas.

15.8.1.5 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE 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 que la casación del mercado intradiario pueda aceptar a dicha unidad de producción, en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de producción con respecto a los datos registrados en el sistema de información del operador del mercado.

15.8.1.6 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA OFERTA DE COMPRA CON LA INFORMACIÓN DE QUE DISPONE EL OPERADOR DEL MERCADO ENVIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

El operador del mercado comprobará, antes de la posible posterior aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada por el comprador respeta las limitaciones puestas a disposición del operador del mercado por el operador del sistema al inicio de la sesión, de acuerdo a la regla 15.7.

15.8.1.7 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS PRECIOS

Verificar que los precios de las energías expresados en las ofertas no son ni inferiores a los mínimos ni superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el sistema de información del operador del mercado.

15.8.1.8 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS DATOS DE LA CONDICIÓN DE PAGOS MÁXIMOS

Verificar 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 de 30 PTA/kWh.

15.8.1.9 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LOS GRADIENTES

Verificar que los valores de los gradientes declarados en la oferta, no pueden superar los existentes para la unidad de producción o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado.

15.8.1.10 VERIFICACIÓN DE LA ADECUACIÓN DE LA CONDICIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA

- Verificar que la oferta con condición de energía máxima no incorpora la condición de gradiente de carga.
- Verificar que la oferta con condición de energía máxima es la única oferta presentada para la unidad de producción o adquisición.

15.8.2 ACEPTACIÓN DE LA OFERTA

Las ofertas válidas presentadas por cada unidad de producción o de adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del período de aceptación de ofertas.

15.8.3 CONFIDENCIALIDAD

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 e instrumentos de acceso informático y a comunicar al operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

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

15.8.4 INFORMACIÓN.

El operador del mercado informará a los compradores de los siguientes extremos

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de adquisición de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas Reglas.
- Verificación en los términos establecidos en estas Reglas de la oferta económica de adquisición de energía eléctrica que le haga el comprador y comunicación automática del resultado de la verificación.

- Aceptación de la oferta económica de adquisición 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.

15.8.5 INCLUSIÓN EN CASACIÓN.

El comprador deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas Reglas, así como el suministro de la energía adquirida y el pago de la misma.

REGLA 16ª- PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

16.1 ELEMENTOS BÁSICOS DEL PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN EN EL MERCADO INTRADIARIO

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 de producción para cada período horario 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 período horario de programación el precio marginal. Dicho precio se corresponde con la última oferta de venta.

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 producción y demanda de energía eléctrica y de fijación del precio marginal en los casos de indeterminación serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

16.2 CASACIÓN SIMPLE

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

- 16.2.1** Determinación de la curva de oferta 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 producción o adquisición a la que corresponden.
- 16.2.2** Determinación de la curva de demanda 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 producción o adquisición a la que corresponden.

- 16.2.3** Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta y de demanda agregadas y obtención para cada período horario de programación del precio marginal, correspondiente al precio de la última oferta de venta.
- 16.2.4** Asignación a cada vendedor, por cada oferta de venta de energía eléctrica que haya presentado en un mismo período horario 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 período horario de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.
- 16.2.5** Asignación a cada comprador, por cada oferta de compra de energía eléctrica que haya presentado en un mismo período de programación, de la energía eléctrica a adquirir durante ese período horario de programación, siempre que el precio de dicha oferta de compra sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho período horario de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.
- 16.2.6** Al ser las curvas agregadas de producción y demanda de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar, dentro de alguno o algunos períodos horarios 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 eléctrica que figuren en las ofertas económicas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio marginal del período horario de programación de que se trate. En el caso de existir uno o más tramos indivisibles de venta a precio marginal, todos ellos se eliminarán.
 - En el caso de exceso de demanda de adquisición de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía eléctrica incorporadas en aquellas ofertas de adquisición cuyo precio coincida con el precio de la última oferta de adquisición aceptada. En el caso de existir uno o más tramos indivisibles de adquisición a precio de la última oferta de adquisición casada, todos ellos se eliminarán.
 - 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 período horario 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.

16.2.7 Si en el punto de intersección de las curvas agregadas de demanda y oferta, 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 oferta y demanda de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de oferta), 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.

16.3 PROCEDIMIENTO DE CASACION CUANDO CONCURRAN OFERTAS DE VENTA SIMPLES Y COMPLEJAS

Si concurren ofertas simples y complejas de adquisición 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.

16.3.1 BÚSQUEDA DE UNA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA

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

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 que no haya autocasaciones. No se permitirá la existencia de energía autocasada para una misma unidad de producción o adquisición que provoque una alteración del precio, (que marque marginal), procediéndose en el caso a eliminar la energía de dichas ofertas de la casación en el periodo en cuestión.

En el caso de que se dé la circunstancia de que dos o más unidades de producción o adquisición se autocasen al precio marginal, todas las autocasaciones serán retiradas de la solución.

En caso de indeterminación, el orden de retirada de energía autocasada será:

- Precio (primero se eliminará los de menor precio)
 - Fecha y hora, minutos y segundos de recepción de la oferta (a igualdad de precio, se retirará la que correspondan a ofertas que hayan sido insertadas en el sistema de información del operador del mercado más tarde)
 - Número de orden de la oferta (en caso de igualdad de precio y fecha y hora de inserción en el sistema de información del operador del mercado, se retirarán las que correspondan a ofertas con número secuencial mayor, dentro de las ofertas de la unidad)
4. Se comprueba si todas las ofertas asignadas en la casación simple cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo.
 5. Se seleccionan todas las ofertas que no cumplen dicha condición y se ordenan según se establece en el punto 16.3.3.2, retirándose de la casación la última oferta. Con el conjunto de ofertas restante se repite el paso 2.
 6. 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.

16.3.2 AUTOCASACIONES

Una vez que se dispone de una solución que cumple las restricciones de gradiente y de energía máxima, el algoritmo procederá a realizar el tratamiento de las autocasaciones, cuando una unidad autocasada en una hora haya marcado precio en esa misma hora. El proceso es el siguiente:

- Para cada hora del horizonte de la sesión, se verifica si a alguna de las unidades que han marcado precio en esa hora se le ha aceptado además (total o parcialmente) alguna oferta de compra o recompra. Para todas las unidades en estas condiciones, se obtienen los valores:
 - * E_{vm} : Energía aceptada a ofertas de venta o reventa de la unidad en esa hora, a precio marginal
 - * E_c : Total de energía aceptada a ofertas de compra o recompra de la unidad en esa hora.
- A continuación, se anulan total o parcialmente los tramos de oferta autocasados, de la siguiente forma:
 - * Si E_{vm} es superior a E_c , se anulan todos los tramos de compra o recompra aceptados a la unidad en esa hora, y se limitan los tramos de venta o reventa aceptados a precio marginal, a un valor $E = E_{vm} - E_c$. En caso de que la energía E_{vm} corresponda a varios tramos, se eliminan primero los que correspondan a ofertas globales que hayan sido presentadas más tarde, y en caso de igualdad las que correspondan a ofertas con número secuencial mayor, dentro de las ofertas de la unidad.
 - * Si E_{vm} es inferior a E_c , se anulan todos los tramos de venta o reventa aceptados a la unidad en esa hora a precio marginal, y se limitan los tramos de compra o recompra aceptados, a un valor $E = E_c - E_{vm}$. En caso de que la energía E_c

corresponda a varios tramos, se eliminan primero los de precio más bajo, en caso de igualdad, los que correspondan a ofertas globales que hayan sido presentadas más tarde, y en caso de nueva igualdad las que correspondan a ofertas con número secuencial mayor, dentro de las ofertas de la unidad.

- * Si E_{vm} es igual a E_c , se anulan todos los tramos de venta o reventa aceptados a precio marginal, y todos los tramos de compra o recompra aceptados.
- En caso de que la limitación o anulación de ofertas de venta o reventa haga que desaparezcan todas las ofertas que marcaban precio, el algoritmo modificará el precio marginal de la hora y repetirá el proceso anterior de comprobación de autocasaciones con el nuevo precio.

El método aquí descrito mantiene el cumplimiento de las condiciones de gradiente (ya que siempre se elimina a la unidad el mismo valor de energía de ofertas de compra o recompra que de venta o reventa) y de energía máxima (ya que a cada oferta global sólo puede se le puede reducir la energía aceptada, no aumentar).

16.3.3 COMPROBACIÓN DE LAS CONDICIONES INCORPORADAS EN LAS OFERTAS PARA LA OBTENCIÓN DE LA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA.

16.3.3.1 CONDICIÓN DE GRADIENTE DE CARGA

16.3.3.1.1 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 producción o adquisición cuando la variación de energía entre dos periodos horarios de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

A los efectos de esta Regla se denomina energía agregada de una unidad de producción 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 por el operador de 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 por el operador de 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. Un valor de gradiente igual a cero en la oferta se interpreta como renuncia al uso de esta condición compleja.
- Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de producción, 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 horarios en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo horario en función de los datos correspondientes al periodo horario de programación anterior) y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo horario de programación en función de los datos correspondientes al periodo horario 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 producción 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.

16.3.3.1.2 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 compra 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 producción 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 producción 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 compra.

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 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:

$$\begin{array}{ll} PN_0 = E_1 - g_a * 30 & PM_1 = E_1 + g_a * 30 \\ PM_0 = E_1 + g_d * 30 & PN_1 = E_1 - g_d * 30 \end{array}$$

- * Si PN_0 resulta inferior al mínimo ó PM_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad de producción 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.
- 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.
 - 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:

$$PN_{n-1} = E_n - g_a * 30 \quad PM_n = E_n + g_a * 30$$

$$PM_{n-1} = E_n + g_d * 30 \quad PN_n = E_n - g_d * 30$$

- * Si PN_{n-1} resulta inferior al mínimo ó PM_n supera el máximo valor de potencia de la unidad de producción 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.
- Con los valores E_n y E_{n-1} obtenidos para cada unidad de producción 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 PM_{n-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 superior (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 PM_{h-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.
- 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 PN_h .
- Este proceso continúa hasta la primera hora del horizonte de la sesión.

16.3.3.2 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.

16.3.3.3 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.

16.3.3.4 CONDICIÓN DE ENERGÍA MÁXIMA ADMISIBLE POR OFERTA

16.3.3.4.1 CRITERIOS GENERALES

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, el algoritmo se asegurará que la energía total asignada a la unidad de producción 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 producción o adquisición conforme a su oferta, período a período, empezando por el primero del horizonte de casación. En el momento en que la energía asignada en cualquier período, sumada a la de los anteriores, exceda de la cantidad máxima indicada, la energía asignada en el período en cuestión quedará limitada a la cantidad que cumpla que el valor total de energía asignada a la oferta en los períodos analizados hasta el momento, sea igual a la máxima admisible.

16.3.3.4.2 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 .

16.3.3.5 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 adquisición 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 E_{tot} es la suma de las energías aceptadas a la oferta a lo largo del horizonte de programación) es menor que la suma de términos $E_h * Ph$ 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 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.

16.3.3.6 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, por energía máxima o por el procedimiento de tratamiento de autocasaciones.

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 y tratamiento de autocasaciones.

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.

16.3.4 MEJORA SUCESIVA DE LA PRIMERA SOLUCIÓN VÁLIDA

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas económicas 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 adquisición 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.

$$M(\text{of}) = \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T [E(\text{of}, t, h) * PM(h)] - \text{IMIN}(\text{of})$$

para ofertas de venta y

$$M(\text{of}) = \text{PMAX}(\text{of}) - \sum_{h=1}^H \sum_{t=1}^T [E(\text{of}, t, h) * PM(h)]$$

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.

P_{MAX}(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 económicas 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 producción.

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.

16.4 PROCESO DE CASACIÓN CUANDO SE EXCEDA LA CAPACIDAD NETA DE REFERENCIA DE INTERCAMBIO EN LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

16.4.1 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 operador de sistema haya publicado una capacidad máxima o de referencia, por periodo, a tomar en consideración en los intercambios que puedan producirse en las interconexiones internacionales en cada sentido de flujo, a los efectos de estas reglas.
- 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 el operador de sistema en alguno de los sentidos.

16.4.2 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 el punto 16.4.1, 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
3. El operador del mercado calculará la capacidad máxima a ocupar por el saldo determinado en el apartado 2, en todas las interconexiones internacionales, y en todos los periodos de programación. Este máximo será igual a la capacidad máxima publicada por el operador de sistema, considerando los programas comprometidos en procesos previos que afecten a la interconexión internacional.

16.4.3 PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE LA SOLUCIÓN FINAL

El operador del mercado realizará el cálculo de una nueva solución final, que considerará definitiva, de tal manera que se cumplan las condiciones establecidas para la búsqueda de la solución final descrita en los apartados previos de esta Regla, y sin que se supere en ninguno de los periodos de programación el valor máximo descrito en el apartado 3 del punto 16.4.2, o que, de superarse, no empeore la situación existente previa a la ejecución de la casación. Para cumplir el objetivo de no superar la capacidad máxima, serán retiradas del proceso de casación las ofertas de venta o adquisición que incrementen el exceso de flujo en el sentido en el que se supera dicho límite, en orden decreciente de precio en el caso de las ventas, y creciente en el de adquisiciones.

REGLA 17ª- RESULTADO DE LA CASACIÓN DEL MERCADO INTRADIARIO

- 17.1** El operador del mercado comunicará al operador del sistema el resultado de la casación del mercado intradiario, así como el orden de precedencia económica de las unidades de venta y adquisición casadas, total o parcialmente, y no casadas, a efectos de la ejecución de los análisis de seguridad de red que sean pertinentes.

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte de programación de la sesión del mercado intradiario, 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 eléctrica en dicho período horario de programación.

El operador del mercado establecerá, para cada período horario de programación del horizonte de programación de la sesión del mercado intradiario, el orden de precedencia económica de las ofertas añadiendo por orden ascendente en precio, las cantidades de energía eléctrica ofertadas con independencia de la unidad de producción a la que dichas cantidades correspondan.

Si de los citados análisis de seguridad de la red, resulta necesario aplicar el procedimiento a que se refiere la Regla 18ª, el operador del mercado incorporará a la casación el resultado del citado procedimiento de resolución de restricciones técnicas y comunicará la casación definitiva y el programa horario final correspondiente al operador del sistema y a los agentes los datos que correspondan a sus unidades de producción o adquisición.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del último tramo de la oferta de cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada. Transcurrido un mes de la aceptación de estas Reglas, este criterio podrá ser revisado.

17.2 COMUNICACIÓN DE LAS PRODUCCIONES PREVISTAS PARA CADA UNIDAD DE PRODUCCIÓN

Los agentes del mercado enviarán al operador del mercado las producciones previstas para cada una de las unidades de producción y de adquisición de bombeo que resulten casadas en el programa resultado de la casación del mercado intradiario, de acuerdo con el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997.

Los agentes dispondrán de quince (15) minutos a partir de la publicación del resultado de la casación para enviar los ficheros de desagregación de la energía acumulada en la sesión a cada una de las unidades de producción. Las producciones previstas que no se reciban en plazo se realizarán con los factores por defecto. El tratamiento de los ficheros será el mismo que el realizado en el proceso del mercado diario.

17.3 COMUNICACIÓN DE LOS INSUMOS POR NUDO DE CONEXIÓN DE LAS UNIDADES DE ADQUISICIÓN

Los agentes del mercado enviarán al operador del mercado los insumos que hayan de efectuarse en cada uno de los nudos de conexión a la red para atender las demandas aceptadas en el programa resultado de la casación del mercado intradiario, de acuerdo con el artículo 11 del Real Decreto 2019/1997.

Las unidades de adquisición, salvo las de consumo de bombeo, desagregarán la energía asignada por nudo eléctrico, según el modelo de red que gestiona el operador de sistema.

Los agentes dispondrán de quince (15) minutos a partir de la publicación del resultado de la casación para enviar los insumos de la energía acumulada en la sesión de cada una de las unidades de adquisición. Los insumos que no se reciban en plazo se realizarán con los factores por defecto. El tratamiento de los ficheros será el mismo que el realizado en el proceso del mercado diario.

REGLA 18ª- RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO INTRADIARIO

18.1 El operador del sistema, en caso de identificar alguna restricción que impida que el programa horario final que resultaría de la aplicación de la casación del mercado intradiario se realizase manteniendo los criterios de calidad, seguridad y fiabilidad que fuesen de aplicación, resolverá dicha restricción seleccionando, la retirada del conjunto de ofertas que resuelva las restricciones, sobre la base de la precedencia

económica del mercado intradiario que le comunique el operador del mercado. Con la información recibida del operador del sistema, el operador del mercado procederá a restaurar el equilibrio generación – demanda siguiendo el orden de precedencia económica, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas, y pondrá el programa horario final a disposición del operador del sistema, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.

- 18.2** El orden de precedencia económica de las ofertas casadas, o casadas parcialmente lo formará el operador del mercado tomando como base los tramos de energía y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas.

REGLA 19ª- PROGRAMA HORARIO FINAL

19.1 A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por programa horario final, la programación establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de los sucesivos mercados intradiarios.

19.2 El programa horario final incorporará, para cada período horario de programación, los siguientes elementos:

1. El precio marginal de la energía eléctrica casada en cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario en las que el período horario de programación estaba incluido en el horizonte de programación.
2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de producción cuyas ofertas económicas de venta y adquisición de energía eléctrica hayan resultado incorporadas como resultado de las casaciones, una vez modificadas, en su caso, para evitar que existan restricciones técnicas.
3. La energía asociada a los contratos bilaterales.
4. La cantidad de energía eléctrica demandada en cada período horario de programación, resultado de las ofertas económicas de venta y adquisición de energía eléctrica.

El operador del mercado comunicará el contenido del programa horario final al operador del sistema, a los agentes los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y a los distribuidores los datos correspondientes exclusivamente a su red de distribución agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema.

REGLA 20ª- SITUACIONES EXCEPCIONALES

20.1 Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

20.2 Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia 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. A partir de ese momento y hasta la convocatoria de la siguiente sesión del mercado intradiario, el operador del sistema resolverá la situación aplicando los procedimientos de operación del sistema, a los períodos horarios de la sesión del intradiario que ha sido suspendida, hasta el inicio del horizonte correspondiente a la siguiente sesión del mercado intradiario.

b.2 Si una vez abierta la sesión del mercado intradiario se presentan averías graves en los equipos informáticos o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la sesión, comunicando al operador 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 económicas de las ofertas complejas.

Cuando no exista la posibilidad de encontrar una solución, como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas 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.

20.3 INDISPONIBILIDAD DEL PROGRAMA DIARIO VIABLE

Si el operador del sistema no hubiese publicado el programa diario viable definitivo, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión del mercado intradiario, modificar el horizonte de programación de la sesión, 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.

CAPITULO CUARTO

LIQUIDACIONES

REGLA 21ª- PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN

21.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LIQUIDACIÓN

21.1.1 ELEMENTOS DE LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO FINAL

Son operaciones para la determinación del precio final de la energía eléctrica las siguientes:

- a) El establecimiento de los programas de energía eléctrica asignada a los vendedores y a los compradores que se relacionan a continuación:
 - Resultado de la casación del mercado diario (PBC).
 - Programa diario base de funcionamiento (PBF).
 - Programa diario viable provisional resultante de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas (PVP).
 - Programa diario viable definitivo resultante de la aplicación del procedimiento de asignación de servicios complementarios (PVD).
 - Resultado de la casación del mercado intradiario.
 - Programa horario final, que es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario que incluye la resolución de restricciones técnicas.
 - Programas que resulten de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y de la prestación de servicios complementarios.
- b) La determinación de los precios o valoraciones económicas correspondientes a la energía eléctrica asignada a los vendedores y a los compradores en los mercados diario e intradiario o como consecuencia de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y, en su caso, como resultado de la aplicación de los procedimientos de resolución de restricciones y del mercado de servicios complementarios y, en fin, el precio final de la energía, de acuerdo con el artículo 23 del Real Decreto 2019/1997.
- c) La medición de la energía eléctrica en cada punto frontera en los términos del Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre de Puntos de Medida.
- d) La medición de la respuesta de cada uno de los agentes a los requerimientos del operador del sistema como resultado del servicio complementario de regulación secundaria obtenida en el sistema en tiempo real.
- e) La información de la indisponibilidad real de las unidades de producción a efectos de la retribución por garantía de potencia.

- f) El cálculo por el operador del sistema de los coeficientes de pérdidas marginales por nodo.

21.1.2 DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN CORRESPONDIENTE A LOS VENEDORES COMO RESULTADO DE LA LIQUIDACIÓN

Los vendedores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica percibirán por aquella energía no incluida en un contrato bilateral por cada unidad de producción y para cada período horario de programación una retribución o precio final que incorporará, en su caso, los siguientes elementos:

- a) El precio marginal en el mercado diario de cada período horario de programación.
- b) La retribución por los servicios complementarios necesarios en el período horario de programación de que se trate.
- c) El precio marginal del mercado intradiario de cada período horario de programación.
- d) El coste de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas
- e) La retribución de la garantía de potencia prestada efectivamente al sistema en el período horario de programación de que se trate.

El operador del mercado realizará la liquidación del precio final de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado de producción de energía eléctrica por cada unidad de producción que haya resultado casada y despachada en cada período horario de programación.

De igual modo, el operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada vendedor por medio de la agregación de las liquidaciones correspondientes a un mismo horizonte diario 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 producción y, en su caso, zona de regulación secundaria.

Mientras no se haya realizado la correspondiente medición en los términos establecidos en el Real Decreto de Puntos de Medida, la liquidación tendrá carácter provisional, salvo que el agente haya solicitado la liquidación definitiva en las condiciones establecidas en la Regla 21.14.

21.1.3 PRECIOS Y COSTES A CONSIDERAR EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los compradores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica satisfarán, por la energía eléctrica efectivamente consumida que no sea objeto de un contrato bilateral, un precio final que podrá incorporar los siguientes elementos:

- a) El precio obtenido de la casación de las ofertas de compra y venta en el mercado diario, el precio de las desviaciones derivadas de las restricciones técnicas incluidas en el programa diario viable y el precio obtenido de la casación en el mercado intradiario.

- b) El precio obtenido de la casación de las ofertas en el mercado de servicios complementarios.
- c) Las correcciones a que haya lugar como consecuencia de las desviaciones o alteraciones de la programación horaria final.
- d) A efectos de los costes derivados de las pérdidas en la red se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.
- e) El coste de la garantía de potencia.

El operador del mercado llevará un registro en el que anotará todas las adquisiciones de energía eléctrica que realice cada uno de los compradores que operen en el mercado de producción de energía eléctrica en cada período de liquidación y la cantidad que les corresponda pagar por las mismas.

El operador del mercado calculará el precio final de la energía eléctrica que, de acuerdo con el artículo 23 del Real Decreto 2019/1997, que corresponde satisfacer a cada comprador por medio de la agregación de los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica realizadas. El resultado de la citada agregación será objeto de la liquidación final para cada comprador. Esta liquidación tendrá carácter provisional mientras no se haya realizado la correspondiente medición en los términos del Real Decreto 2018/1997 de Puntos de Medida, salvo si el agente solicita la liquidación definitiva con las condiciones establecidas en la Regla 21.14

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de la presente regla es el siguiente:

- Las ventas de energía tienen signo positivo.
- Las compras tienen signo negativo.
- Los derechos de cobro tienen signo positivo.
- Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

21.1.4 LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS BILATERALES

La liquidación de los contratos bilaterales se efectúa conforme a los siguientes criterios:

1. Contrato bilateral entre un agente del mercado y un no agente.

Quando una de las partes contratantes de los contratos bilaterales no sea agente del mercado el operador del mercado efectuará la liquidación que corresponda a la unidad instrumental asociada y facturará el resultado de la misma a la parte contratante que es agente del mercado.

En este caso se realizará la liquidación a cada una de las partes de la misma forma que se hace a cualquier transacción del mercado, sin ninguna especificidad, pero se facturarán todas las anotaciones a la parte del contrato que es agente del mercado.

Si con la unidad instrumental se han efectuado para la misma hora varios contratos bilaterales, a cada agente del mercado contratante se le facturarán los costes asociados al contrato que le corresponda a dicha unidad. A efectos de este cálculo, los costes asociados a la unidad instrumental se repartirán entre los contratos bilaterales proporcionalmente, y una vez se obtenga la medida de la unidad, se procederá asimismo a utilizar dicho criterio de proporcionalidad.

Alternativamente, cuando reglamentariamente se determine, el sujeto que no es agente del mercado tendrá la posibilidad de comunicar el desglose de su medida al

operador del mercado, el cual realizará la liquidación de conformidad con esta comunicación, respetando, en todo caso, los límites de los contratos, que previamente hayan sido comunicados. No obstante, si la medida superase el límite del conjunto de los contratos, el exceso se repartirá entre éstos proporcionalmente.

Al agente del mercado se le repercutirán todas las cuotas e impuestos que le correspondan sobre el conjunto de todos los pagos.

2. Contrato bilateral entre dos agentes del mercado.

En la declaración del contrato que figura en la regla 10.2.1, el agente habrá indicado a qué modalidad de liquidación se acoge dicho contrato entre las dos siguientes:

2.1 Si cada una de las partes contratantes es responsable de los costes asociados que le corresponden del contrato bilateral físico, por sus unidades de producción o unidades de adquisición, la liquidación se efectuará para dichas unidades de adquisición o producción, considerando además de los costes asociados al contrato bilateral, todas sus participaciones en mercados o procesos posteriores al programa viable provisional y de los desvíos en que incurra.

Por consiguiente, la liquidación se efectuará como si se tratara de transacciones cualesquiera efectuadas por dos agentes en el mercado. A cada agente se le facturará el total que se le haya liquidado.

A cada agente del mercado se le repercutirán todas las cuotas e impuestos que le correspondan sobre el conjunto de sus pagos.

2.2 Si sólo una de las partes contratantes es responsable de los costes asociados al contrato bilateral físico, y por las unidades de producción y adquisición correspondientes, la liquidación se efectuará para dichas unidades de adquisición o producción, considerando además de los costes asociados al contrato bilateral, todas sus participaciones en mercados o procesos posteriores al programa viable provisional.

La liquidación se efectuará sin ningún tipo de particularidad respecto de la ordinaria pero se facturará en su integridad a uno sólo de los agentes.

A dicho agente se le repercutirán las cuotas e impuestos que le correspondan sobre el total de los pagos.

Si con una unidad de producción o adquisición se han efectuado para la misma hora varios contratos bilaterales, a cada agente del mercado contratante se le liquidarán los costes asociados a dicha unidad de producción o adquisición. A efectos de este cálculo, los costes asociados a dichas unidades de producción o adquisición se repartirán entre los contratos bilaterales proporcionalmente, y una vez se obtenga la medida de la unidad, se procederá asimismo a utilizar dicho criterio de proporcionalidad.

Alternativamente, cuando reglamentariamente se determine, los agentes del mercado tendrán la posibilidad de comunicar el desglose de su medida al operador del mercado, el cual realizará la liquidación de conformidad con esta comunicación, respetando, en todo caso, los límites de los contratos, que previamente hayan sido comunicados. No obstante, si la medida superase el límite del conjunto de los contratos, el exceso se repartiría entre éstos proporcionalmente.

21.2 MERCADO DIARIO

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago, derivadas del mercado diario, para el horizonte diario de programación, correspondiente a cada sesión de contratación:

21.2.1 DERECHOS DE COBRO

El vendedor cuyas ofertas económicas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya producción se asigne en cada período horario de programación a la unidad de producción de la que sea titular, por el precio marginal fijado para el mismo.

El derecho de cobro del vendedor será:

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

Siendo:

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

EPBC (up,h): Energía asignada a la unidad de producción up en la hora h en el mercado diario (PBC).

PMH (h): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PBC).

21.2.2 OBLIGACIONES DE PAGO

El comprador cuyas ofertas económicas de compra hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario tendrá una obligación de pago que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya adquisición se asigne en cada período horario de programación a la unidad de adquisición de la que sea titular, por el precio marginal fijado para el mismo.

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

$$OPPBC(ua,h) = EPBC(ua,h) * PMH(h)$$

siendo :

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

EPBC (ua, h): Energía asignada a la unidad de oferta de adquisición ua en la hora h en el mercado diario (PBC).

21.2.3 PROVISIONALIDAD

Estos cálculos serán provisionales mientras no se hubieren incorporado los resultados de la medición que el operador del sistema comunique al operador del mercado y se calcularán sin perjuicio de los demás componentes del precio final de la energía.

21.3 PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento las solventará el operador del sistema, de acuerdo con el operador del mercado, de conformidad con el procedimiento que se describe en la Regla 11, por ambos establecido en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

21.3.1 UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE INCREMENTAN SU PRODUCCIÓN EN EL PVP, RESPECTO AL PBF, PARA SOLVENTAR LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS.

El operador del mercado determinará la retribución que corresponda percibir a los titulares de las unidades de producción que incrementen su producción para solventar las restricciones técnicas.

21.3.1.1 CÁLCULO DEL PRECIO DE LA OFERTA PARA RESTRICCIONES TÉCNICAS

El operador del mercado calculará, a partir de las ofertas válidas recibidas en el mercado diario, el precio al que se retribuirán las energías correspondientes a las unidades de producción que hayan solventado las restricciones técnicas.

Para los cálculos que figuran a continuación se define:

EBC(up,b,h) Energía correspondiente a la oferta simple de la unidad de producción up, en el tramo b, en la hora h, en el mercado diario.

EPBC(up,h) Energía asignada en el mercado diario a la unidad de producción up, en la hora h, cumpliéndose:

$$EPBC(up,h) = \sum_{b=1}^{b_1(h)} EBC(up,b,h)$$

Siendo:

$b_1(h)$: Número de tramos asignados en el PBC a la unidad de producción up, en la hora h.

EBC(up, $b_1(h)$,h): Energía del tramo $b_1(h)$ asignada en el PBC a la unidad de producción up, en la hora h.

EBIL(up,h): Energía asignada a la unidad de producción up, en la hora h, por ejecución de contratos bilaterales.

EPBF(up,h): Energía asignada en el programa diario base de funcionamiento a la unidad de producción up, en la hora h, cumpliéndose:

EPVP(up,h): Energía asignada en el programa diario viable provisional a la unidad de producción up, en la hora h, cumpliéndose:

$$EPVP(up, h) = \sum_{b=1}^{b_2(h)} EBC(up, b, h) + EBIL(up, h)$$

Siendo:

$b_2(h)$: Número de tramos asignados en el PVP, a la unidad de producción up, en la hora h, una vez excluida la energía de los contratos bilaterales.

$EBC(up, b_2(h), h)$: Energía del tramo $b_2(h)$ asignada en el PVP a la unidad de producción up, en la hora h, excluyendo los contratos bilaterales.

$TS(up, b, h)$: Precio de la oferta considerada como simple, presentada al mercado diario, por la unidad de producción up, en el tramo b, en la hora h.

$TF (up)$: Término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, presentada al mercado diario.

$TV(up)$: Término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, presentada al mercado diario.

$NPVP(up)$: Número de arranques efectuados en el día por la unidad de producción up previstos en la resolución de restricciones técnicas.

Se considera que en una hora h surge un arranque por solución de restricciones técnicas en el PBF si se cumplen todas las condiciones siguientes:

Condición 1:	$EPBF(up, h)$	= 0
Condición 2:	$EPVP(up, h)$	> 0
Condición 3:	$EPVP(up, h-1)$	= 0

Se considerará la última hora del día anterior para identificar el posible arranque de la primera hora del día.

$POS(up, h)$: Precio medio, según la oferta simple no casada, de la energía incrementada para la solución de restricciones técnicas de la unidad de producción up, en la hora h.

$POC (up, h)$: Precio medio horario de la energía incrementada por solución de restricciones técnicas con inclusión de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, en la hora h.

IOS(up): Importe diario de la energía incrementada para solución de restricciones técnicas según las ofertas simples horarias no casadas de la unidad de producción up.

IOC (up): Importe diario, según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja, de la energía incrementada para la solución de restricciones técnicas de la unidad de producción up.

POMD(up,h): Precio medio horario aplicable de la energía incrementada por solución de restricciones técnicas, de la unidad de producción up, en la hora h.

Para la posterior determinación de los derechos de cobro, el operador del mercado calculará los siguientes precios e importes:

21.3.1.1.a CÁLCULO DEL PRECIO SEGÚN LA OFERTA SIMPLE NO CASADA

$$POS(up, h) = \frac{\sum_{b=b_1(h)}^{b_2(h)} EBC(up, b, h) * TS(up, b, h)}{\sum_{b=b_1(h)}^{b_2(h)} EBC(up, b, h)}$$

Siendo:

EBC(up, b₁(h), h) Energía del tramo b₁(h) no asignada en el PBC a la unidad de producción up, en la hora h; en el caso de que el tramo b₁(h) fuere íntegramente asignado en el PBC esta variable tomará el valor 0.

El importe diario por aplicación de la oferta simple se calcula como:

$$IOS(up) = \sum_h \sum_{b=b_1(h)}^{b_2(h)} EBC(up, b, h) * TS(up, b, h)$$

21.3.1.1.b CÁLCULO DEL PRECIO SEGÚN LA CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS DE LA OFERTA COMPLEJA

El importe diario por la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja se calcula como:

$$IOC(up) = NPVP(up) * TF(up) + \sum_h [EPVP(up, h) - EPBF(up, h)] * TV(up)$$

El precio medio horario por la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja es igual para todas las horas:

$$POC(up,h) = \frac{IOC(up)}{\sum_h [EPVP(up,h) - EPBF(up,h)]}$$

21.3.1.1.c CÁLCULO DEL PRECIO APLICABLE

Si $IOC(up) > IOS(up)$, entonces el precio aplicable es igual para todas las horas y corresponde a:

$$POMD(up,h) = POC(up,h)$$

Si $IOS(up) > IOC(up)$, el precio aplicable de cada hora es:

$$POMD(up,h) = POS(up,h)$$

En los casos en los que $IOC(up)=IOS(up)$, se produce una indeterminación que se resuelve aplicando la misma oferta, simple o compleja, que resulte de la aplicación del apartado 21.3.2; en caso de no ser aplicable la regla 21.3.2, se aplicará:

$$POMD(up,h) = POS(up,h)$$

En los casos en los que una unidad de producción entre en funcionamiento o aumente la producción para solventar las restricciones técnicas del PBF sin que exista oferta simple válida del mercado diario, se calculará el precio $POS(up,h)$ multiplicando el precio marginal horario del mercado diario por 1,15.

$$POMD(up,h) = 1,15 * PMH(h)$$

21.3.1.2 CÁLCULO DE LOS DERECHOS DE COBRO

El derecho de cobro de los titulares de las unidades de producción que entren en funcionamiento o aumenten la producción para las restricciones técnicas será:

$$DCPVP(up,h) = [EPVP(up,h) - EPBF(up,h)] * POMD(up,h)$$

Siendo:

$DCPVP(up,h)$: Derecho de cobro de la unidad de producción up , en la hora h , en el procedimiento de solución de restricciones técnicas.

21.3.2 UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE INCUMPLEN EL INCREMENTO DE SU PRODUCCIÓN PARA SOLVENTAR LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS O QUE NO REALIZAN LOS ARRANQUES PREVISTOS POR LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS.

Esta regla será aplicable si se cumple alguna de las dos condiciones siguientes:

- Que la unidad de producción up no cumpliera en su totalidad el programa de energía que se le hubiere asignado para la solución de restricciones técnicas. El operador del mercado calculará las siguientes anotaciones en cuenta de acuerdo con las fórmulas que a continuación figuran.

Se considera que se cumple esta condición si se cumple que:

$$EMBC(up,h) < EPVP(up,h)$$

siendo:

EMBC(up,h): Energía real medida en barras de central correspondiente a la unidad de producción up, en la hora h.

- b) Que $IOC(up) \geq IOS(up)$ y que la unidad de producción up no hubiere efectivamente realizado el número de arranques previstos en la resolución de restricciones técnicas.

Se considera que se cumple esta condición si se cumple que:

$$IOC(up) \geq IOS(up) \text{ y } NPVP'(up) < NPVP(up)$$

siendo:

NPVP'(up): Número de arranques efectuados en el día por la unidad de producción up, previstos en la resolución de restricciones técnicas y que se hayan efectivamente realizado. El arranque previsto en una hora h por resolución de restricciones técnicas en el PBF, se habrá efectivamente realizado si se cumple la condición de adelanto o persistencia del arranque o si se cumple la condición de retraso del arranque.

- b₁) Se cumple la condición de adelanto o persistencia del arranque de la hora h si se cumplen todas las condiciones siguientes:

Condición a.1 $EMBC(up,h) > 0$

Condición a.2 $EMBC(up,h'_{ante}) \leq 0$ para alguna h'_{ante} , siendo h'_{ante} una hora del bloque de horas h_{ante} anterior y contiguo al arranque de la hora h, y estando el bloque formado por horas contiguas entre sí y todas ellas con $EPVP(up, h_{ante}) = 0$.

- b₂) Se cumple la condición de retraso del arranque de la hora h si se cumplen todas las condiciones siguientes:

Condición b.1 $EMBC(up,h) \leq 0$

Condición b.2 $EMBC(up,h'_{post}) > 0$ para alguna h'_{post} , siendo h'_{post} una hora del bloque de horas h_{post} posterior y contiguo al arranque de la hora h, y estando el bloque formado por horas contiguas entre sí y todas ellas con $EPVP(up, h_{post}) > 0$ y con $EPBF(up, h_{post}) = 0$

En el caso de no disponer de medidas el incumplimiento se referirá al último programa que conste a efectos liquidatorios.

21.3.2.1 RECTIFICACIÓN DE LA ANOTACIÓN EN CUENTA POR SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES

En el caso de que la unidad de producción up incumpla en alguna hora el incremento de producción asignado en el PVP se rectificará en todas las horas

la anotación en cuenta por solución de restricciones, si resultó $IOC(up) \geq IOS(up)$; si resulta $IOS(up) > IOC(up)$ se rectificará sólo en las horas en las que haya ocurrido el incumplimiento.

$$OPPVPREC(up,h) = -DCPVP(up,h)$$

Siendo:

OPPVPREC (up,h): Rectificación de la anotación en cuenta del derecho de cobro de la unidad de producción up, en la hora h, correspondiente a la solución de restricciones técnicas

21.3.2.2 CÁLCULO DEL PRECIO DE LA OFERTA CORRESPONDIENTE A LA ENERGÍA REAL MEDIDA Y RECONOCIDA POR SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Para los cálculos que figuran a continuación se define:

ERVP (up,h): Energía reconocida a la unidad de producción up, en la hora h, a efectos del cálculo de los derechos de cobro por restricciones técnicas que se calcula del siguiente modo:

- Si $EMBC(up,h) \leq EPBF(up,h)$:

$$ERVP(up,h) = EPBF(up,h)$$

- Si $EPBF(up,h) < EMBC(up,h) < EPVP(up,h)$:

$$ERVP(up,h) = EMBC(up,h)$$

- Si $EMBC(up,h) \geq EPVP(up,h)$:

$$ERVP(up,h) = EPVP(up,h)$$

Cumpléndose:

$$ERVP(up,h) = \sum_{b=1}^{b_3(h)} EBC(up,b,h) + EBIL(up,h)$$

Siendo:

$b_3(h)$:. Número de tramos correspondientes a la energía real medida, y reconocida a la unidad de producción up, en la hora h, a efectos del cálculo de los derechos de cobro por restricciones técnicas, de la unidad de producción up, en la hora h, por restricciones técnicas, una vez excluida la energía de contratos bilaterales.

$EBC(up,b_3(h),h)$: Energía del tramo $b_3(h)$ reconocida a la unidad de producción up, en la hora h, a efectos del cálculo de los derechos de cobro por restricciones técnicas.

$POS'(up,h)$: Precio medio, según la oferta simple no casada, de $ERVP(up,h)$ de la unidad de producción up, en la hora h.

- POC' (up,h): Precio medio horario de ERVP(up,h) con inclusión de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up, en la hora h.
- IOS'(up): Importe diario de ERVP(up,h) para cada hora h según las ofertas simples horarias no casadas de la unidad de producción up.
- IOC'(up): Importe diario de ERVP(up,h) para cada hora, según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de la unidad de producción up.
- POMD'(up,h): Precio medio horario aplicable a ERVP(up,h), de la unidad de producción up, en la hora h.

Para la posterior determinación de los derechos de cobro, el operador del mercado calculará los siguientes precios e importes:

21.3.2.2.a CÁLCULO DEL PRECIO SEGÚN LA OFERTA SIMPLE NO CASADA

Si en el apartado 21.3.1.1 resultó $IOS(up) \geq IOC(up)$ se calcula:

$$POS'(up, h) = \frac{\sum_{b=b_1(h)}^{b_3(h)} EBC(up, b, h) * TS(up, b, h)}{\sum_{b=b_1(h)}^{b_3(h)} EBC(up, b, h)}$$

y el precio de cada hora es:

$$POMD'(up, h) = POS'(up, h)$$

21.3.2.2.b CÁLCULO DEL PRECIO SEGÚN LA CONDICIÓN DE INGRESOS MÍNIMOS DE LA OFERTA COMPLEJA

Si en el apartado 21.3.1.1 resultó $IOC(up) \geq IOS(up)$ se calcula:

$$IOC'(up) = NPVP'(up) * TF(up) + \sum_h [ERVP(up, h) - EPBF(up, h)] * TV(up)$$

y el precio es igual para todas las horas y se calcula como:

$$POMD'(up, h) = \frac{IOC'(up)}{\sum_h [ERVP(up, h) - EPBF(up, h)]}$$

21.3.2.2.c CÁLCULO DEL PRECIO A APLICAR CUANDO $IOC(UP)=IOS(UP)$

Si $IOS'(up) > IOC'(up)$ se calcula $POMD'(up,h)$ conforme a la fórmula de 21.3.2.2.a

Si $IOC'(up) > IOS'(up)$ se calcula $POMD'(up,h)$ conforme a la fórmula de 21.3.2.2.b

Si $IOS'(up) = IOC'(up)$ se calcula $POMD'(up,h)$ conforme a la fórmula de 21.3.2.2.a

21.3.2.2.d CÁLCULO DEL PRECIO A APLICAR CUANDO NO EXISTE OFERTA VÁLIDA EN EL MERCADO DIARIO

En los casos en los que una unidad de producción entre en funcionamiento o aumente la producción para solventar las restricciones técnicas del PBF sin que exista oferta aplicable del mercado diario, se calculará el precio $POMD'(up,h)$ multiplicando el precio marginal horario del mercado diario por 1,15.

$$POMD'(up,h) = 1,15 * PMH(h)$$

21.3.2.3 DERECHOS DE COBRO POR LA ENERGÍA REAL PRODUCIDA Y RECONOCIDA POR RESTRICCIÓN TÉCNICA

En todas las horas en las que se haya rectificado la anotación en cuenta por restricciones técnicas en 21.3.2.1. y sea $ERVP(up,h) > EPBF(up,h)$ se anotará el siguiente derecho de cobro:

$$DCPVPMED(up,h) = [ERVP(up,h) - EPBF(up,h)] * POMD'(up,h)$$

21.3.2.4 DERECHOS DE COBRO POR VALORACIÓN AL PRECIO MARGINAL DE LA REDUCCIÓN DE PRODUCCIÓN

El operador del mercado, para tener en cuenta los efectos económicos derivados del procedimiento general del cálculo de los desvíos producidos entre el programa horario final y los siguientes, así como entre éstos y la medición, valorará al precio marginal horario del mercado diario la energía no producida para la solución de las restricciones técnicas de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$DCVPRED(up,h) = [EPVP(up,h) - ERVP(up,h) - RBAJ(up,h)] * PMH(h)$$

Siendo:

$DCVPRED(up,h) > 0$ y

$RBAJ(up,h)$: Valor absoluto de las energías casadas a bajar en las sesiones del mercado intradiario y de la energía de los redespachos a bajar en el programa horario operativo (PHO), excepto los desvíos comunicados.

21.3.3 UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE INCREMENTAN SU PRODUCCIÓN, EN EL PVP RESPECTO AL PBF, PARA ANULAR LOS DESCUADRES INTRODUCIDOS POR LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.

Son de aplicación los mismos derechos de cobro del apartado 21.3.1, calculando el precio de la energía POMD(up,h) únicamente con la oferta simple, según el método descrito en 21.3.1.1.a, o en su defecto, multiplicando el precio marginal horario por 1,15.

21.3.4 UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE INCUMPLEN EL INCREMENTO DE SU PRODUCCIÓN, EN EL PVP RESPECTO AL PBF, PARA ANULAR LOS DESCUADRES INTRODUCIDOS POR LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.

Son de aplicación los mismos derechos de cobro del apartado 21.3.2, calculando el precio de la energía POMD'(up,h) únicamente con la oferta simple, según el método descrito en 21.3.2.2.a, o en su defecto, multiplicando el precio marginal horario por 1,15.

21.3.5 UNIDADES DE PRODUCCIÓN Y DE ADQUISICIÓN QUE SE RETIRAN DEL PBF PARA SOLVENTAR LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS.

El operador del mercado procederá a rectificar la anotación en cuenta provisional correspondiente a la energía de cada unidad de producción up que se hubiere retirado de la casación para solventar las restricciones técnicas, de conformidad con las siguientes fórmulas:

$$RPBC(up,h) = [EPVP(up,h) - EPBF(up,h)] * \frac{EPBC(up,h)}{EPBF(up,h)}$$

$$OPPVPBC(up,h) = RPBC(up,h) * PMH(h)$$

Siendo:

RPBC (up,h): Energía retirada en el PVP respecto al PBF de la unidad de producción up, en la hora h, de la parte de energía asignada en el PBC.

OPPVPBC (up,h): Rectificación de la anotación en cuenta por la retirada de la casación en el PVP de energía de la unidad de producción up, en la hora h.

El operador del mercado procederá a rectificar la anotación en cuenta provisional correspondiente a la energía de cada unidad de adquisición ua que se hubiere retirado de la casación, de conformidad con las siguientes fórmulas:

$$RPBC(ua,h) = [EPVP(ua,h) - EPBF(ua,h)] * \frac{EPBC(ua,h)}{EPBF(ua,h)}$$

$$DCPVPBC(ua,h) = RPBC(ua,h) * PMH(h)$$

Siendo:

RPBC (ua,h): Energía retirada en el PVP respecto al PBF de la unidad de adquisición ua, en la hora h, de la parte de energía asignada en el PBC.

DCPVPBC (ua,h): Rectificación de la anotación en cuenta por la retirada de la casación en el PVP de energía de la unidad de adquisición ua, en la hora h.

21.3.6 UNIDADES DE PRODUCCIÓN QUE SE RETIRAN DEL PBF PARA ANULAR LOS DESCUADRES INTRODUCIDOS POR LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL PBF

El operador del mercado procederá a rectificar la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de venta que se hubiere retirado del programa base de funcionamiento para anular los descuadres introducidos por la solución de restricciones técnicas con la misma fórmula que en el apartado 21.3.5.

21.3.7 VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA DE CONTRATOS BILATERALES QUE SE REALIZAN EN EL MERCADO POR LA RETIRADA DE ENERGÍA DE DICHS CONTRATOS EN EL PBF

La retirada de energía asignada para venta o compra en contratos bilaterales para solucionar las restricciones técnicas o para anular los descuadres introducidos por la solución de restricciones técnicas, produce un descuadre del contrato bilateral que se resuelve comprando o vendiendo en el mercado el déficit o excedente de energía al precio marginal horario.

Para los cálculos que se desarrollan a continuación y para las unidades no instrumentales excepto las unidades de los dos primeros incisos del punto 7 de la regla 10 se define :

up: Unidad de producción con contrato bilateral con la unidad de adquisición ua.

ua: Unidad de adquisición con contrato bilateral con la unidad de producción up; la unidad de adquisición podrá ser un cliente cualificado.

RCBIL (up,h): Energía retirada en el PVP respecto al PBF de la unidad de producción up, en la hora h, de la parte de energía asignada por los contratos bilaterales.

RCBIL (ua,h): Energía retirada en el PVP respecto al PBF de la unidad de adquisición ua, en la hora h, de la parte de energía asignada por los contratos bilaterales.

RMBIL (ua,h): Energía comprada en el mercado por la unidad de adquisición ua, en la hora h, de la parte de energía asignada por los contratos bilaterales.

RMBIL (up,h): Energía vendida en el mercado por la unidad de producción up, en la hora h, de la parte de energía asignada por los contratos bilaterales.

21.3.7.1 COMPRAS EN EL MERCADO

El operador del mercado procederá a anotar una obligación de pago a la unidad de adquisición ua por la parte de la energía asignada en contratos bilaterales que haya sido comprada en el mercado porque se haya retirado energía a la

unidad de producción vendedora up, de conformidad con las siguientes fórmulas:

$$RCBIL(up, h) = [EPVP(up, h) - EPBF(up, h)] * \left(1 - \frac{EPBC(up, h)}{EPBF(up, h)}\right)$$

$$RCBIL(ua, h) = [EPVP(ua, h) - EPBF(ua, h)] * \left(1 - \frac{EPBC(ua, h)}{EPBF(ua, h)}\right)$$

$$RMBIL(ua, h) = RCBIL(up, h) + RCBIL(ua, h)$$

Si $RMBIL(ua, h) < 0$:

$$OPPVPBI(ua, h) = RMBIL(ua, h) * PMH(h)$$

Siendo:

OPPVPBI (ua,h): Obligación de pago por la energía comprada en el mercado, en la hora h, de la parte de energía asignada por los contratos bilaterales.

En el caso de que existan varios contratos bilaterales de compra para la misma unidad de producción up, esta obligación de pago se repartirá proporcionalmente a la energía asignada en cada contrato a cada comprador.

21.3.7.2 VENTAS EN EL MERCADO

El operador del mercado procederá a anotar un derecho de cobro a la unidad de producción up, por la parte de la energía asignada en contratos bilaterales que haya sido vendida en el mercado porque se haya retirado energía a la unidad de adquisición compradora ua, de conformidad con las siguientes fórmulas:

$$RMBIL(up, h) = RCBIL(up, h) + RCBIL(ua, h)$$

Si $RMBIL(up, h) > 0$:

$$DCPVPBI(up, h) = RMBIL(up, h) * PMH(h)$$

Siendo:

DCPVPBI (up,h): Derecho de cobro por la energía no retirada de la parte vendedora de los contratos bilaterales de la unidad de producción up, en la hora h.

En el caso de que existan varios contratos bilaterales con la misma unidad de adquisición ua, este derecho de cobro se repartirá proporcionalmente a la energía asignada en cada contrato a cada vendedor.

21.3.8 OBLIGACIONES DE PAGO DE LAS UNIDADES DE ADQUISICIÓN Y TITULARES COMPRADORES DE CONTRATOS BILATERALES POR EL SOBRECOSTE DERIVADO DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL PBF

Los titulares de unidades de adquisición (excepto el consumo de bombeo), y los titulares de contratos bilaterales físicos designados a estos efectos, vendrán obligados a satisfacer la parte proporcional del sobrecoste derivado de la solución de las restricciones técnicas y de la anulación de los descuadres en proporción a la energía eléctrica asignada en el programa base de funcionamiento. En el caso de comercializadores que compren energía en virtud de los contratos bilaterales a que hace referencia el artículo 21 del Real Decreto-Ley 6/2000, pagarán sobrecostos por la energía incorporada al programa base de funcionamiento a las unidades no instrumentales.

El sobrecoste SCPVP(h) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{SCPVP}(h) = & \sum_{\text{up}} (\text{DCPVP}(\text{up}, h) + \text{OPPVPBC}(\text{up}, h) + \text{DCPVPBI}(\text{up}, h)) + \\ & \sum_{\text{up}} (\text{OPPVPREC}(\text{up}, h) + \text{DCPVPMED}(\text{up}, h) + \text{DCPVPRED}(\text{up}, h)) + \\ & \sum_{\text{ua}} (\text{OPPVPBI}(\text{ua}, h) + \text{DCPVPBC}(\text{ua}, h)) \end{aligned}$$

Si $\text{SCPVP}(h) > 0$ se anotará una obligación de pago que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{OPPVPSC}(\text{uaeb}, h) = \frac{-\text{EPBF}(\text{uaeb}, h)}{\sum_{\text{uaeb}} \text{EPBF}(\text{uaeb}, h)} * \text{SCPVP}(h)$$

Siendo:

uaeb: Unidad de adquisición, excepto bombeos.

OPPVPSC(uaeb,h): Obligación de pago de la unidad de adquisición o comprador del contrato bilateral físico uaeb, en la hora h, por el sobrecoste de la solución de restricciones técnicas.

EPBF(uaeb,h): Energía asignada a la unidad de adquisición uaeb o comprador del contrato bilateral físico uaeb, en la hora h, en el PBF.

Si $\text{SCPVP}(h) < 0$ se anotará un derecho de cobro que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{DCPVPSC}(\text{uaeb}, h) = \frac{-\text{EPBF}(\text{uaeb}, h)}{\sum_{\text{uaeb}} \text{EPBF}(\text{uaeb}, h)} * \text{SCPVP}(h)$$

Siendo:

DCVPSC(uaeb,h): Derecho de cobro de la unidad de adquisición o comprador del contrato bilateral físico uaeb, en la hora h, por el subcoste de la solución de restricciones técnicas.

La obligación de pago o el derecho de cobro anterior correspondiente al titular de la parte compradora de un contrato bilateral, se liquidará al titular de la parte vendedora del contrato en el caso de contratos bilaterales físicos en los que el comprador no es agente del mercado. En otro caso se liquidará a la parte contratante que declare asumir los costes citados.

21.3.9 INGRESOS DE LA SUBASTA PARA LA RESOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

De acuerdo con lo establecido en el artículo 9.2.b de la Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales, los ingresos obtenidos por el operador del sistema como consecuencia de la subasta para la resolución de las restricciones técnicas de las interconexiones internacionales, se integrarán como ingresos del mercado de producción organizado de la sesión correspondiente.

El operador del sistema comunicará al operador del mercado los ingresos obtenidos en cada hora en dicha subasta, generando una obligación de pago para el operador del sistema:

$$OPPVPSUB (os,d) = ISUB (d)$$

Siendo:

OPPVPSUB (os,d): Obligación de pago del operador del sistema os, por el importe de los ingresos de la subasta de la sesión del día d.

ISUB(d): Importe de los ingresos obtenidos en la sesión del día d por el operador del sistema como consecuencia de la subasta para la resolución de las restricciones técnicas de las interconexiones internacionales.

Los ingresos obtenidos se repartirán entre las unidades de adquisición, excepto unidades de bombeo, en proporción a la energía adquirida en el mercado diario en la sesión del día d, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DCPVPSUB(uaeb, d) = ISUB(d) * \frac{EPBC(uaeb, d)}{\sum_{uaeb} EPBC(uaeb, d)}$$

siendo:

DCPVPSUB (uaeb,d): Derecho de cobro de la unidad de adquisición uaeb por el reparto del importe de los ingresos de la subasta de la sesión del día d.

21.4 MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

El operador del mercado calculará los derechos de cobro y las obligaciones de pago, respectivamente, de los vendedores y de los compradores en el mercado de servicios complementarios de regulación secundaria según lo contemplado en las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema aplicables al caso que se encuentren en vigor. Dichos derechos de cobro y obligaciones de pago serán los que a continuación se detallan.

El operador del mercado referirá los cálculos por zona de regulación a la composición de dichas zonas que le comunicará el operador del sistema, de acuerdo con sus procedimientos y normas de operación.

21.4.1 BANDA DE POTENCIA EN REGULACIÓN SECUNDARIA

a) Derechos de cobro

Los titulares de las unidades de producción que hayan presentado ofertas para una banda de potencia en regulación secundaria tendrán un derecho de cobro que será igual a la banda de potencia asignada por el precio marginal resultante del proceso de casación del mercado de servicios complementarios a que se refieren las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema antes citados.

$$DCCFB(i, h) = P_{mB}(h) * B(i, h)$$

$$CFB(h) = \sum_i DCCFB(i, h)$$

siendo:

$P_{mB}(h)$: Precio marginal de la banda de potencia de regulación secundaria en la hora h.

$B(i, h)$: Banda de la zona de regulación i asignada en el mercado de regulación secundaria en la hora h.

$DCCFB(i, h)$: El derecho de cobro de la zona de regulación i en la hora h por su banda de potencia en regulación secundaria

$CFB(h)$: Coste correspondiente a la banda de potencia en regulación secundaria del sistema

b) Obligaciones de pago

Las obligaciones de pago derivadas de los citados costes por la banda de regulación secundaria corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Las referidas obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPBS(i,h,j) = -k(i,h,j) * CFB(h)$$

siendo:

OPBS(i,h,j): Obligación de pago en la hora h por banda de regulación secundaria del:

Distribuidor i	si j=1
Unidad no instrumental de adquisición del comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Unidad de producción no instrumental i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral físico	si j=5

k(i,h,j)=	K(h) * DD(i,h)	si j=1
	K(h) * DC(n,h)	si j=2
	K(h) * DCC(k,h)	si j=3
	K(h) * GTZ(l,h)	si j=4
	K(h) * DBL(m,h)	si j=5

siendo:

$$K(h) = \frac{1}{\sum_i \text{abs}(DD(i,h)) + \sum_n \text{abs}(DC(n,h)) + \sum_k \text{abs}(DCC(k,h)) + \sum_l \text{abs}(GFZ(l,h)) + \sum_m \text{abs}(DBL(m,h))}$$

y

DD(i,h): Demanda del distribuidor i en la hora h.

DC(n,h): Unidad no instrumental por interconexión internacional, de adquisición del comercializador n en la hora h en el mercado para consumo externo, y adquisiciones del comercializador n en la hora h en el mercado para consumo nacional.

DCC(k,h): Demanda del cliente cualificado k en la hora h.

GFZ(l,h): Ventas de la unidad de producción no instrumental l fuera de zona en la hora h.

DBL(m,h): Demanda del contrato bilateral físico m en la hora h.

21.4.2 VARIACIÓN DEL COSTE POR FUNCIONAMIENTO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA EN TIEMPO REAL

El operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado, en el sistema informático de éste, la siguiente información procedente de la explotación en tiempo real, una vez verificada la exactitud de la misma:

KA(i,h): Coeficiente de participación de la zona de regulación i en la reserva del sistema en la hora h.

RNTS(h): Reserva nominal total a subir del sistema en la hora h.

RNTB(h): Reserva nominal total a bajar del sistema en la hora h.

TOFF(i,h): Ciclos en OFF de la zona de regulación i en la hora h, con excepción de aquellos que lo están por indicación del operador del sistema.

En los ciclos en los que la zona de regulación está en ACTIVO, INACTIVO, o EMERGENCIA el operador del sistema calculará los siguientes parámetros que pondrá a disposición del operador del mercado:

RRSP(i,h): Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a subir asignada en la hora h.

RRBP(i,h): Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a bajar asignada en la hora h.

RRSN(i,h): Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a subir asignada en la hora h.

RRBN(i,h): Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación i y su potencia nominal a bajar asignada en la hora h.

El operador del mercado calculará horariamente la penalización correspondiente a la zona de regulación i por los ciclos en que permanezca en OFF, de acuerdo con la siguiente formula:

$$CFO(i,h) = - KN * [KA(i,h) * RNTS(i,h) + KA(i,h) * RNTB(i,h)] * TOFF(i,h)$$

siendo:

CFO(i,h): Penalización de la zona i por estado en OFF en la hora h.

KN: Coeficiente de penalización $KN = 1,5$

El operador del mercado calculará horariamente la variación del coste de la regulación secundaria efectivamente suministrada de acuerdo con el conjunto de fórmulas siguiente:

- La bonificación por reserva residual superior a la asignada será:

$$CFRR(i,h) = KP * [RRSP(i,h) + RRBP(i,h)]$$

donde:

CFRR(i,h): Coste por reserva residual superior a la asignada.

KP: Factor de bonificación = 1,5

- La penalización por reserva residual inferior a la asignada será:

$$CFI(i,h) = KN * [RRSN(i,h) + RRBN(i,h)]$$

CFI(i,h): Coste por reserva residual inferior a la asignada. Tiene valor negativo por serlo RRSN(i,h) y RRBN(i,h)

El operador del mercado calculará y publicará horariamente para cada zona de regulación la variación del coste como resultado de la explotación en tiempo real. Para la zona i será:

$$VCF(i, h) = P_{mB}(h) * \left[\frac{CFO(i, h) + CFRR(i, h) + CFI(i, h)}{TRCP(h)} \right]$$

y para el conjunto de la regulación:

$$VCF(h) = P_{mB}(h) * \left[\frac{\sum_i (CFO(i, h) + CFRR(i, h) + CFI(i, h))}{TRCP(h)} \right]$$

donde:

TRCP(h): N° de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora h .

El operador del mercado publicará para cada zona de regulación, además del término global $VCF(i, h)$, cada uno de los conceptos individuales que lo forman, comunicados por el operador del sistema, con objeto de poder hacer un seguimiento de la reserva residual que mantiene cada zona de regulación.

21.4.2.1 VARIACIÓN DEL COSTE DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA POR AUMENTO DE BANDA EN TIEMPO REAL

a) Derechos de cobro

Las zonas de regulación con $VCF(i, h) > 0$ tendrán un derecho de cobro cada hora h igual a:

$$DCVCF(h) = \sum_{i \text{ con } VCF(i, h) > 0} VCF(i, h)$$

b) Obligaciones de pago

Las obligaciones de pago corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, por los servicios complementarios que efectivamente se les presten, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Las referidas obligaciones de pago se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPDVCF(i, h, j) = -k(i, h, j) * DCVCF(h)$$

siendo:

OPDVCF(i,h,j): Obligación de pago por variación del coste de la regulación secundaria en tiempo real del:

Distribuidor i	si j=1
Unidad no instrumental de adquisición del comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Unidad de producción no instrumental i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral físico	si j=5

21.4.2.2 VARIACIÓN DEL COSTE DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA POR DISMINUCIÓN DE BANDA EN TIEMPO REAL

a) Obligaciones de pago

Las zonas de regulación con $VCF(i,h) < 0$ tendrán una obligación de pago cada hora h igual a:

$$OPVCF(h) = \sum_{i \text{ con } VCF(i,h) < 0} VCF(i,h)$$

b) Derechos de cobro

Los derechos de cobro corresponderán, en proporción a la energía eléctrica del programa horario final, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas en una zona de regulación, por los servicios complementarios que efectivamente se les presten, incluidos los titulares de contratos bilaterales físicos, tal y como se define en el procedimiento técnico correspondiente del operador del sistema.

Los referidos derechos de cobro se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$DCDVCF(i, h, j) = -k(i, h, j) * OPVCF(h)$$

siendo:

DCDVCF(i,h,j): Derecho de cobro por variación del coste de la regulación secundaria en tiempo real del:

Distribuidor i	si j=1
Unidad no instrumental de adquisición del comercializador i	si j=2
Cliente cualificado i	si j=3
Unidad de producción no instrumental i fuera de zona de regulación	si j=4
Contrato bilateral físico	si j=5

21.5 MERCADO INTRADIARIO

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago para el horizonte diario de programación correspondiente a las sesiones de contratación del mercado intradiario.

21.5.1 DERECHOS DE COBRO

El vendedor cuyas ofertas económicas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada período horario de programación a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCI(u, h, s) = EPIBC(u, h, s) * PMHI(h, s)$$

siendo:

DCI(u,h,s): Derecho de cobro del vendedor en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de producción o de adquisición u, para la hora h, en la sesión "s".

EPIBC(u,h,s): Energía de venta asignada a la unidad de producción o de adquisición u, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión "s" (PIBC).

PMHI (h,s): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión "s".

21.5.2 OBLIGACIONES DE PAGO

Para cada sesión de contratación el comprador tendrá una obligación de pago correspondiente al producto de la cantidad de energía eléctrica demandada en el mercado intradiario por el precio marginal correspondiente a cada período de programación. La obligación del comprador para cada oferta de adquisición en la hora h será:

$$OPI(u, h, s) = ECPIBC(u, h, s) * PMHI(h, s)$$

siendo:

OPI (u,h,s): Obligación de pago del comprador en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de producción u para la hora h en la sesión "s".

ECPIBC (u,h,s): Energía de compra correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de producción u para la hora h en la sesión "s".

21.6. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO INTRADIARIO

Las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del resultado de la casación del mercado intradiario, se solventarán de acuerdo con lo establecido en la Regla 18ª.

Si se produjeran situaciones que afectaran a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro con posterioridad a la publicación del programa horario final que solamente pudieran solucionarse modificando transacciones casadas en el mercado diario o en alguna sesión del mercado intradiario, se solucionarán por el operador del sistema aplicando los procedimientos de operación técnica del sistema.

21.6.1 RECTIFICACIÓN DE LA ANOTACIÓN EN CUENTA DE OFERTAS DE VENTA DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN RETIRADAS

El operador del mercado procederá a la rectificación de la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de venta que se hubiere retirado respecto de la casación previa para solventar las restricciones técnicas de conformidad con la siguiente fórmula:

$$\text{OPIPROP (u,h,s)} = \text{ERVPIBC (u,h,s)} * \text{PMHI(h,s)}$$

siendo:

OPIPROP (u,h,s): Obligación de pago por la retirada de la casación respecto al PIBC, sesión "s", de la oferta de venta de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h.

ERVPIBC (u,h,s): Energía eléctrica retirada de la oferta de venta de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h, respecto al PIBC sesión "s".

21.6.2 RECTIFICACIÓN DE LA ANOTACIÓN EN CUENTA DE OFERTAS DE COMPRA DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN O DE ADQUISICIÓN RETIRADAS

El operador del mercado procederá a la rectificación de la anotación en cuenta provisional correspondiente a la oferta de compra que se hubiere retirado respecto de la casación previa para solventar las restricciones técnicas de conformidad con la siguiente fórmula:

$$\text{DCIPROP (u, h,s)} = \text{ERCPIBC (u,h,s)} * \text{PMHI(h,s)}$$

siendo:

DCIPROP (u, h,s): Derecho de cobro por la retirada de la casación respecto al PIBC, sesión "s", de la oferta de compra de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h.

ERCPIBC (u, h,s): Energía eléctrica retirada de la oferta de compra de la unidad de producción o de adquisición u en la hora h, respecto al PIBC sesión "s".

21.7 VALORACIÓN DE LAS ENERGÍAS APORTADAS PARA RESOLVER DESVÍOS ENTRE EL PROGRAMA HORARIO FINAL Y LA MEDICIÓN

21.7.1 GESTIÓN DE DESVÍOS

El operador del mercado liquidará las transacciones efectuadas dentro del mecanismo de gestión de desvíos conforme a las Normas o Procedimientos de la Operación del Sistema en vigor con la información comunicada por el operador del sistema.

Este procedimiento será de aplicación a los desvíos entre generación y consumo que hayan de gestionarse por mecanismos distintos de la utilización de servicios complementarios de regulación.

Todo desvío previsto y comunicado por un agente será gestionado, y dará lugar a la rectificación de su programa con las consecuencias en la liquidación que se determinen con carácter general siempre que se convoque gestión de desvíos por el operador del sistema. Para el resto de los desvíos no constará la rectificación de su programa a efectos liquidatorios.

Si, conforme a las Normas y Procedimientos en vigor, el operador del sistema convoca ofertas para cubrir los desvíos, los titulares de unidades de producción, adquisición o contratos bilaterales que han generado dichos desvíos deberán asumir los costes derivados del procedimiento de gestión de desvíos por las energías que sean aportadas o retiradas del sistema como consecuencia de los mismos, excepto por las unidades instrumentales e incluyendo las unidades de adquisición de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10.

Los desvíos pueden ser tanto de generación como de demanda.

Dentro del procedimiento de operación para gestión de desvíos se distinguirán dos tipos de desvíos:

- 1) Los comunicados por los agentes del mercado, que son referidos a unidades de producción o de adquisición y que se identifican como:

$DC^+(u,h,s)$: Energía aportada al sistema como desvío respecto a la programación anterior, en la hora h por la unidad de producción o de adquisición u en la sesión " s ".

$DC^-(u,h,s)$: Energía retirada del sistema como desvío respecto a la programación anterior, en la hora h por la unidad de producción o de adquisición u en la sesión " s ".

- 2) Los estimados por el operador del sistema en el ejercicio de sus funciones y en aplicación de las normas y procedimientos que las regulan, que se identifican como:

$DOS^+(h,s)$: Estimación de energía aportada al sistema como desvío respecto a la programación anterior en la hora h en la sesión " s " adicionalmente a la declarada por los agentes.

$DOS^-(h,s)$: Estimación de energía retirada del sistema como desvío respecto a la programación anterior en la hora h en la sesión " s " adicionalmente a la declarada por los agentes.

Del procedimiento de gestión de desvíos en cada sesión “s” se obtiene un programa cuadrado en energía en el que se cumple que la suma de las energías de los desvíos de generación o consumo es igual a la suma de los redespachos de unidades de producción resultado del procedimiento.

$$\sum_u DC^+(u,h,s) + \sum_u DC^-(u,h,s) + DOS^+(h,s) + DOS^-(h,s) = \sum_u PRD^+(u,h,s) + \sum_u PRD^-(u,h,s)$$

siendo:

$PRD^+(u,h,s)$: Energía aportada al sistema para resolución de desvíos correspondiente a la unidad de producción u, en la hora h y sesión “s”.

$PRD^-(u,h,s)$: Energía retirada del sistema para resolución de desvíos correspondiente a la unidad de producción u, en la hora h y sesión “s”.

Valoración

La determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago de las unidades de producción, de adquisición o contratos bilaterales como resultado del proceso de gestión de desvíos, no puede hacerse en firme en tanto no se conozcan los datos de los desvíos incurridos por los agentes. Es necesario por tanto conocer los datos de los desvíos medidos.

En consecuencia, el procedimiento de valoración obedecerá a los siguientes principios:

- 1) Todos los desvíos de energía de las unidades de producción o de adquisición se valorarán al precio marginal del mercado diario.
En el caso de desvíos comunicados por los agentes se generarán derechos de cobro y obligaciones de pago de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.8.3.1
- 2) Las energías aportadas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de venta. De igual forma las energías retiradas por las unidades de producción para resolver los desvíos se valoran a su precio marginal de compra.
- 3) La diferencia entre la retribución a las unidades de producción que resuelven los desvíos, según el precio marginal de venta o de compra, y la valoración de dichas compras o ventas al precio marginal del mercado diario, da lugar a un sobre coste que se repartirá entre los agentes causantes del desvío, tanto si éste ha sido previamente comunicado, como si se trata de un desvío conocido tras efectuar la correspondiente medición. Todo ello de conformidad con lo establecido en las Reglas 21.8.4 y 21.8.5.

21.7.1.1. ENERGÍA DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS APORTADA AL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

Derechos de cobro por venta de energía

Se derivarán para los titulares de las unidades de producción que vendan energía al sistema unos derechos de cobro que serán calculados de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$DCPRD(u, h) = \sum_s PRD^+(u, h, s) * PMRD(h, s)$$

PMRD (h, s): Precio marginal de venta para los incrementos de energía aportada al sistema correspondiente al procedimiento de gestión de desvíos en el programa elaborado en la sesión "s" para la hora h.

21.7.1.2 ENERGÍA DE PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS RETIRADA DEL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

Obligaciones de pago por recompra de energía

Las obligaciones de pago que se derivan para los titulares de las unidades de producción que disminuyan la energía puesta a disposición del sistema como resultado de aplicar el procedimiento de gestión de desvíos se calcularán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$OPPRD(u, h) = \sum_s PRD^-(u, h, s) * PRCRD(h, s)$$

donde:

PRCRD (h,s): Precio marginal de compra por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos en el programa elaborado en la sesión "s" para la hora h.

21.7.2 ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A SUBIR

Derechos de cobro por la energía aportada a subir

Los titulares de las unidades de producción a que se refiere el apartado 21.4.1 a) que estén agrupados en una misma zona de regulación tendrán, además, si el operador del sistema les requiriera la prestación del servicio complementario de regulación secundaria en su parte variable, el derecho de cobro por la energía eléctrica que efectivamente suministren. A estos efectos el operador del sistema determinará, de acuerdo con lo establecido en las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor el precio de la energía eléctrica de sustitución a subir y a bajar y la cantidad de energía eléctrica correspondiente al citado término variable de dicho servicio complementario de regulación secundaria y los comunicará al operador del mercado.

El derecho de cobro de la zona de regulación j en la hora h por la energía de regulación secundaria aportada a subir se calculará según la siguiente fórmula:

$$DCZESCS(j,h) = ESCS(j,h) * PTSCS(h)$$

siendo:

ESCS (i,h): Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación i.

DCZESCS (j,h): Derecho de cobro de la zona de regulación j en la hora h por la energía secundaria aportada a subir.

PTSCS (h): Precio de la energía de sustitución a subir en la hora h.

21.7.3 ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A BAJAR

Obligación de pago por la energía aportada a bajar

La obligación de pago, al precio de recompra, por la energía de regulación secundaria aportada a bajar se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$OPZESCB(j,h) = ESCB(j,h) * PTSCB(h)$$

siendo:

ESCB (i,h): Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación i.

OPZESCB (j,h): Obligación de pago por la energía secundaria aportada a bajar por la zona de regulación j en la hora h.

PTSCB (h): Precio de la energía de sustitución a bajar en la hora h.

21.7.4 ENERGÍA DE REGULACIÓN TERCIARIA APORTADA A SUBIR

La liquidación correspondiente a los servicios complementarios de regulación terciaria será consecuencia de la casación que realice el operador del sistema de acuerdo con las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema aplicables que se encuentren en vigor.

Derechos de cobro por la energía aportada a subir

Los derechos de cobro de los vendedores que presenten ofertas en este mercado se calcularán como el producto del precio marginal de la energía de regulación terciaria a subir por la cantidad de energía eléctrica asignada a subir respectivamente, a cada unidad de producción.

El derecho de cobro por la regulación terciaria asignada a subir por la unidad de producción j será:

$$DCVETCS(j, h) = ETCS(j, h) * PTTCS(h)$$

siendo:

ETCS (j, h):	Energía de regulación terciaria a subir asignada a la unidad de producción j.
DCVETCS (j, h):	El derecho de cobro por la energía terciaria a subir aportada por la unidad de producción j en la hora h.
PTTCS (h):	Precio de la energía de regulación terciaria a subir en la hora h, según resulta de las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, determinado y comunicado por el operador del sistema al operador del mercado.

21.7.5 REGULACIÓN TERCIARIA A BAJAR

Obligaciones de pago por la energía aportada a bajar

Las obligaciones de pago por la regulación terciaria aportada a bajar por la unidad de producción j será:

$$\text{OPCETCB (j, h)} = \text{ETCB (j, h)} * \text{PTTCB (h)}$$

siendo:

ETCB (j, h):	Energía de regulación terciaria a bajar asignada a la unidad de producción j.
OPCETCB (j, h):	La obligación de pago por la energía terciaria a bajar asignada a la unidad de producción j en la hora h
PTTCB (h):	Precio de recompra de la energía de regulación terciaria a bajar en la hora h, según resulta de las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, determinado y comunicado por éste al operador del mercado.

21.8. VALORACIÓN DE LOS DESVÍOS ENTRE EL PROGRAMA HORARIO FINAL Y LA MEDICIÓN

El operador del mercado calculará los desvíos para las unidades no instrumentales y para las unidades instrumentales de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10: por zonas de regulación, unidades de producción no incluidas en zonas de regulación, unidades de adquisición y parte compradora de los contratos bilaterales.

21.8.1 PROGRAMA HORARIO A LIQUIDAR

Se considera programa horario a liquidar, que será utilizado a efectos del cálculo de los desvíos para cada periodo de programación de las unidades de producción, unidades de adquisición o contratos bilaterales, la agregación de las transacciones firmes formalizadas como consecuencia de:

- El programa diario viable.
- Las distintas sesiones del mercado intradiario.

- Las distintas sesiones de gestión de desvíos. Se consideran sólo las energías aportadas para resolver desvíos y los desvíos comunicados que han sido resueltos con gestión de desvíos.
- Los requerimientos de energía de regulación terciaria.
- Los mecanismos de solución de situaciones de alerta o emergencia en tiempo real.

21.8.2 PROCESO DE DETERMINACION DE LOS DESVIOS MEDIDOS

El operador del mercado determinará los desvíos medidos tomando como base la siguiente información suministrada por el operador del sistema una vez verificados los datos recibidos de los agentes:

- a) Medición correspondiente a cada agente.
 - a.1) En el caso de las unidades de producción, la medición se realizará en barras de central por cada punto frontera de las unidades de producción de las que sean titulares.
 - a.2) En el caso de las unidades de adquisición y consumidores cualificados con contrato bilateral físico, la medición se realizará por cada punto frontera de la unidad de adquisición o consumidor con otras unidades, con transporte o con fronteras internacionales, incrementando esta cantidad en las pérdidas derivadas de la red de transporte y distribución que le correspondan. Los consumidores cualificados deberán pagar, así mismo, las pérdidas incurridas en la red de distribución que les correspondan de acuerdo con lo indicado en el Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.

Para los clientes cualificados que adquieran parte de su energía a tarifa, el operador del sistema dará la medida total de su consumo por punto frontera.
 - a.3) Para los intercambios de agentes del mercado con otros países debidamente autorizados, o con agentes externos, el operador del sistema facilitará al operador del mercado la energía programada en cada uno de estos intercambios, que se considerará a todos los efectos como dato de medición y será posteriormente incrementado en las pérdidas que correspondan.
- b) Volumen de producción y adquisición de energía que resulte de la aplicación de mecanismos de gestión de desvíos y de la prestación de servicios complementarios tras el programa horario final, desglosado por unidades de producción de adquisición y contratos bilaterales.

Los clientes cualificados que acudan total o parcialmente al mercado y las unidades de producción cuyo consumo/generación sea objeto de modalidades contractuales entre agentes del mercado, comunicarán al operador del mercado directamente o a través de sus agentes del mercado, cuanta información sea necesaria para determinar la medida de la energía afecta a cada uno de estos contratos.

El operador del mercado para calcular el desvío determinará la diferencia entre el volumen de energía eléctrica obtenido en la medición, incluyendo las pérdidas

que correspondan en el caso de las unidades de adquisición, y el programa horario a liquidar.

A estos efectos, el operador del mercado agregará los resultados de la medición y del programa horario a liquidar de aquellas unidades de producción que se integren en una misma zona de regulación, descontando del desvío resultante, en tal caso, la cantidad de energía eléctrica de regulación secundaria que dicha zona de regulación haya aportado efectivamente al sistema.

El desvío de los comercializadores se calculará de la siguiente manera:

- Los comercializadores, por cada una de sus unidades de producción con las que venden energía procedente de contratos con empresas de la Unión Europea o terceros países, sólo soportan desvío, al igual que el resto de las unidades externas, si la medida en frontera asociada al conjunto de contratos de adquisición del comercializador a través de dicha frontera, es distinta de la energía vendida al mercado y a sus clientes procedente de dichos contratos.
- Los comercializadores, por las unidades de producción con las que vende energía al mercado procedente de contratos con instalaciones de régimen especial, soportan desvío si la medida del conjunto de estas instalaciones es distinta de la suma de la energía vendida al mercado y a sus clientes procedente de dichos contratos.
- Los comercializadores, para el conjunto de sus clientes nacionales, soportarán desvío si la suma de la medida de éstos, aplicando las pérdidas que correspondan, es distinta de la energía adquirida por sus unidades de adquisición para consumo nacional.
- Los comercializadores, para el conjunto de sus clientes por cada una de las interconexiones internacionales, sólo soportarán desvío, al igual que el resto de las unidades externas, si la medida en frontera, aplicando las pérdidas que correspondan, es distinta de la energía adquirida por sus unidades de adquisición para consumo externo.

No obstante, las comercializadoras podrán solicitar que se determinen de forma separada los desvíos para un conjunto o conjuntos de clientes.

En tanto no se disponga de los datos de medición que permitan evaluar estos desvíos, se supondrá, provisionalmente y a efectos de asignar la contraparte a las energías usadas en regulación y gestión de desvíos, que se desvían todas las unidades de adquisición y titulares compradores de contratos bilaterales en proporción a su energía en el programa horario a liquidar.

El operador del sistema calculará horariamente y comunicará al operador del mercado los desvíos internacionales de regulación con cada uno de los sistemas, como diferencia entre la suma de los programas y la medición en los puntos frontera con cada uno de ellos.

El operador del mercado repercutirá el sobrecoste de la energía asignada en procesos posteriores al programa horario final: servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos, en proporción al valor absoluto de los desvíos.

La liquidación del desvío la realizará el operador del mercado asignando a las zonas de regulación, a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y a los titulares de las unidades de producción que no estén incluidas

en una zona de regulación que preste servicios complementarios, así como a los titulares de contratos bilaterales, el sobrecoste de los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos en proporción al valor absoluto de su desvío. El desvío se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P(i, h) = PD(i, h) + PRD(i, h) + ETCS(i, h) + ETCB(i, h) + PI(i, h) + DC(i, h)$$

$$D(i, h) = EMBC(i, h) - (P(i, h) + ESCS(i, h) + ESCB(i, h))$$

siendo:

P(i, h): Energía del programa horario a liquidar de la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i.

PD(i, h): Programa correspondiente a la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i en el programa diario viable definitivo PVD.

PRD(i, h): Energía correspondiente a la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i en el procedimiento de gestión de desvíos por la energía aportada en el conjunto de las sesiones.

PI(i, h): Programa correspondiente a la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i por el conjunto de sesiones del mercado intradiario en las que se haya negociado la hora h.

DC(i, h): Desvío comunicado y resuelto con gestión de desvíos de la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición zona de regulación o contrato bilateral i.

D(i, h): Desvío de la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i.

EMBC(i, h): Energía medida correspondiente a la unidad de producción no incluida en zona de regulación, de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i, según se especifica en los apartados 1.a) y 2) de esta regla.

El operador del mercado agregará los desvíos comunicados al operador del sistema de aquellas unidades de producción que se integran en una misma zona de regulación.

Siendo:

$$DABST(h) = \sum_i ABS(D(i, h))$$

$$K(i, h) = \frac{ABS(D(i, h))}{DABST(h)}$$

siendo:

DABST (h): Suma de los valores absolutos de los desvíos de cada zona de regulación, unidad de adquisición, unidad de producción no incluida en zona de regulación, y contrato bilateral utilizados para el cálculo del reparto de los sobrecostos de energía de regulación secundaria y terciaria.

21.8.3 VALORACIÓN DE LOS DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO ASOCIADOS A LOS DESVÍOS.

La valoración de los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a la energía asociada a los desvíos la efectuará el operador del mercado al precio marginal horario del mercado diario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

21.8.3.1 VALORACIÓN A PRECIO MARGINAL DIARIO DE LAS ENERGÍAS APORTADAS O RETIRADAS DEL SISTEMA COMO DESVÍOS COMUNICADOS POR LOS AGENTES

Como consecuencia de la rectificación de la programación derivada de la declaración de los desvíos por parte de los titulares de unidades de producción o de unidades de adquisición, se producirán las rectificaciones de las anotaciones en cuenta siguientes:

a) Derechos de cobro

$$DCDC(i,h) = \sum_s DC^+(i,h,s) * PMH(h)$$

siendo:

DCDC(i,h): Derecho de cobro de la unidad de producción i en la hora h por incremento de producción, o de la unidad de adquisición i por disminución de adquisiciones.

b) Obligaciones de pago

$$OPDC(i,h) = \sum_s DC^-(i,h,s) * PMH(h)$$

siendo:

OPDC(u,h): Obligación de pago de la unidad de producción i en la hora h por reducción de producción, o de la unidad de adquisición i por incremento de adquisiciones.

21.8.3.2 VALORACIÓN A PRECIO MARGINAL DIARIO DE LAS ENERGÍAS APORTADAS O RETIRADAS DEL SISTEMA COMO DESVÍOS MEDIDOS

a) Derechos de cobro

$$DCPTD(i,h) = D(i,h) * PMH(h)$$

$$\text{Si } D(i,h) > 0$$

siendo:

DCPTD (i,h): Derecho de cobro de la unidad de producción no incluida en zona de regulación, unidad de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i en la hora h en la que es acreedor de energía respecto al conjunto de programas.

b) Obligaciones de pago

$$OPPTD (i,h) = D (i, h) * PMH (h)$$

$$\text{Si } D(i,h) < 0$$

siendo:

OPPTD (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción no incluida en zona de regulación, unidad de adquisición, zona de regulación o contrato bilateral i en la hora h en la que es deudor de energía respecto al conjunto de programas.»

Como el mercado diario e intradiario están cuadrados en energía, se cumple en el conjunto del sistema que: $A = B$

siendo:

$$A = \sum_i (ESCS(i, h) + ESCB(i, h) + ETCS(i, h) + ETCB(i, h))$$

$$- \sum_s (DOS^+(h, s) + DOS^-(h, s))$$

$$B = -(\sum_i D^+(i, h) + \sum_i D^-(i, h) + DESVR(h)) =$$

$$DESVD(h) + DESVG(h) + DESVR(h)$$

$$A * PMH(h) = B * PMH(h)$$

siendo:

$DESVG(h)$: Desvíos totales de las unidades de producción o zonas de regulación en la hora h.

$DESVD(h)$: Desvíos totales de las unidades de adquisición en la hora h.

$DESVR(h)$: Energía de desvío internacional de regulación.

$D^+(i,h)$: Desvíos positivos.

$D^-(i,h)$: Desvíos negativos.

Por lo tanto, valorados todos los desvíos al precio marginal horario del mercado diario se cumple que el conjunto de obligaciones de pago y derechos de cobro de los desvíos satisfaría, al mismo precio horario marginal, los derechos de cobro y obligaciones de pago de las energías de regulación secundaria, terciaria y la energía asignada en los procesos de gestión de desvíos.

La diferencia positiva entre la suma de los desvíos estimados por el operador del sistema para la hora h en las distintas convocatorias de gestión de desvíos s, DOS(h,s), y los desvíos reales DR(h) se calculará de la forma siguiente:

si

$$\text{ABS}\left(\sum_s \text{DOS}^+(h,s) + \sum_s \text{DOS}^-(h,s)\right) > \text{ABS}\left(\sum_i \text{D}^+(i,h) + \sum_i \text{D}^-(i,h)\right)$$

entonces

$$\text{DR}(h) = \text{ABS}\left(\sum_s \text{DOS}^+(h,s) + \sum_s \text{DOS}^-(h,s)\right) - \text{ABS}\left(\sum_i \text{D}^+(i,h) + \sum_i \text{D}^-(i,h)\right)$$

en caso contrario.

$$\text{DR}(h) = 0$$

21.8.4 OBLIGACIONES DE PAGO POR SOBRECOSTE POR LA ENERGÍA DE PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS APORTADA AL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\text{SBSPRD}(h) = \sum_s \sum_u \text{PRD}^+(u,h,s) * [\text{PMRD}(h,s) - \text{PMH}(h)]$$

y se reparte de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{K}(h) = \text{SBSPRD}(h) * \frac{-1}{\sum_s \sum_i \text{ABS}(\text{DC}(i,h,s)) + \sum_s \text{ABS}(\text{DOS}(h,s))}$$

$$\text{OPSDC}(i,h) = \text{K}(h) * \sum_s \text{ABS}(\text{DC}(i,h,s))$$

$$\text{L}(h) = \text{K}(h) * \sum_s \text{ABS}(\text{DOS}(h,s)) * \frac{-1}{\sum_i \text{ABS}(\text{D}(i,h)) + \text{ABS}(\text{DR}(h))}$$

$$\text{OPSD}(i,h) = \text{L}(h) * \text{ABS}(\text{D}(i,h))$$

$$\text{OPSDR}(i,h) = \text{L}(h) * \text{ABS}(\text{DR}(h)) * \frac{\text{ABS}(\text{ER}(i,h))}{\sum_j \text{ABS}(\text{ER}(j,h))}$$

siendo:

OPSDC (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral i por el sobrecoste del procedimiento de gestión de desvíos en la hora h por el desvío comunicado.

OPSD (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral i por el sobrecoste del procedimiento de gestión de desvíos en la hora h por el desvío medido.

OPSDR (i,h): Obligación de pago de la unidad de producción, de adquisición o contrato bilateral i por el sobrecoste del procedimiento de gestión

de desvíos en la hora h por la diferencia positiva entre el desvío estimado por el OS y el desvío real.

ER(i,h): Energía en el programa horario a liquidar de la unidad de producción no instrumental, de adquisición no instrumental o contrato bilateral i, incluyendo las unidades instrumentales de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10.

El sobrecoste tiene dos partes, es decir, el sobrecoste se repercutirá en primer lugar, entre las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, así como a los titulares de contratos bilaterales causantes del desvío en proporción al valor absoluto del mismo, considerando las unidades instrumentales de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10, y excluyendo el resto de las unidades instrumentales.

En segundo lugar, si el operador del sistema hubiere convocado un desvío distinto al declarado, el sobrecoste correspondiente se repercutirá en proporción al valor absoluto de los desvíos de los titulares de unidades de producción o de unidades de adquisición, considerando las unidades instrumentales de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10, y excluyendo el resto de las unidades instrumentales, efectivamente desviadas. Si una parte del citado desvío distinto al declarado, estimado por el operador del sistema, resultare en una diferencia positiva respecto de los desvíos reales, el sobrecoste correspondiente a todos los agentes del mercado se repercutirá en proporción al último dato de su energía programada.

21.8.5 OBLIGACIONES DE PAGO POR SOBRECOSTE POR LA ENERGÍA DE PROGRAMA DE GESTIÓN DE DESVÍOS RETIRADA DEL SISTEMA PARA RESOLUCIÓN DE DESVÍOS

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBBPRD(h) = \sum_s \sum_u PRD^-(u, h, s) * [PRCRD(h, s) - PMH(h)]$$

y se reparte conforme a las fórmulas expresadas en el punto 21.8.4.

21.8.6 OBLIGACIÓN DE PAGO DE LOS SOBRECOSTES POR LA ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A SUBIR

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBESCS(j, h) = ESCS(j, h) * (PMH(h) - PTSCS(h))$$

siendo:

SBESCS (j, h): El sobrecoste de la energía secundaria a subir aportada por la zona j en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPESCS(i, h) = K(i, h) * \sum_j SBESCS(j, h)$$

siendo:

OPESCS(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía secundaria aportada a subir de los sujetos enumerados en el apartado 6) de esta Regla 21.8.

21.8.7 OBLIGACIÓN DE PAGO POR SOBRECOSTES POR ENERGÍA DE REGULACIÓN SECUNDARIA APORTADA A BAJAR

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBESCB(j, h) = ESCB(j, h) * (PMH(h) - PTSCB(h))$$

siendo:

SBESCB(j, h): El sobrecoste de la energía secundaria a bajar aportada por la zona j en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPESCB(i, h) = K(i, h) * \sum_j SBESCB(j, h)$$

siendo:

OPESCB(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía secundaria aportada a bajar entre los sujetos enumerados en el apartado 6) de esta Regla 21.8.

21.8.8 OBLIGACIONES DE PAGO POR SOBRECOSTES DE LA ENERGÍA DE REGULACIÓN TERCIARIA APORTADA A SUBIR

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBETCS(j,h) = ETCS(j,h) * (PMH(h) - PTTCS(h))$$

siendo:

SBETCS(j, h): El sobrecoste de la energía terciaria a subir aportada por la unidad de producción j en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPETCS(i, h) = K(i, h) * \sum_j SBETCS(j, h)$$

siendo:

OPETCS(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía de regulación terciaria aportada a subir, entre los sujetos enumerados en el apartado 6) de esta Regla 21.8.

21.8.9 OBLIGACIONES DE PAGO POR SOBRECOSTES DE LA ENERGÍA DE REGULACIÓN TERCIARIA APORTADA A BAJAR

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$SBETCB(j,h) = ETCB(j,h) * (PMH(h) - PTTCB(h))$$

siendo:

SBETCB (j, h): El sobrecoste de la energía terciaria a bajar aportada por la unidad de producción j en la hora h.

Y se reparte conforme a la siguiente fórmula:

$$OPETCB(i, h) = K(i, h) * \sum_j SBESTB(j, h)$$

siendo:

OPETCB(i,h): Obligación de pago por el sobrecoste de la energía de regulación terciaria aportada a bajar, entre los sujetos enumerados en el apartado 6 de esta Regla 21.8.

21.9 PROCEDIMIENTO PARA SITUACIONES EXCEPCIONALES RESPECTO DEL MERCADO Y DE EMERGENCIA

En los casos en que por situaciones extraordinarias determinadas por el operador del sistema, éste determine que, para garantizar el suministro de energía eléctrica, determinadas unidades de producción modifiquen su programa de funcionamiento, lo comunicará al operador del mercado así como la cantidad de energía eléctrica cuya producción se haya asignado a dichas unidades. A estos efectos se considerarán situaciones extraordinarias, entre otras, todas aquellas que impliquen una alteración del funcionamiento normal del mercado de producción, incluso la determinada por la inexistencia de ofertas suficientes, a juicio del operador del sistema, para los procedimientos de operación del mismo.

El operador del sistema informará al operador del mercado, a efectos de liquidaciones, de las causas y consecuencias de estas situaciones y de los procedimientos en que se hayan producido.

La valoración de estas energías asignadas por este procedimiento excepcional respecto del mercado, será:

- a) Si se trata de un procedimiento de asignación de banda el precio a aplicar será el resultante de multiplicar por 1,15 el precio marginal de banda asignado en este procedimiento en las sesiones anteriores a la citada situación de emergencia o excepcional.

Las obligaciones de pago derivadas de este proceso se repartirán de acuerdo a lo expuesto en la regla 21.4.1.b) para las obligaciones de pago derivadas de los costes por la banda de regulación secundaria.

- b) Si se trata de la aplicación de los procedimientos de asignación y valoración de energías de regulación secundaria y terciaria, el precio a aplicar a la energía será el resultante de multiplicar por 1,15 cuando se trate de energía a subir o por 0,85 cuando se trate de energía a bajar, al precio marginal correspondiente a las ofertas asignadas por el procedimiento de asignación de energía de regulación en las sesiones anteriores.

La obligación de pago por los sobrecostos respecto al precio marginal se calculará según lo establecido en las reglas 21.8.4 y 21.8.5 si se trata de energía de regulación secundaria a subir y bajar respectivamente o en las reglas 21.8.6 y 21.8.7 si se trata de energía de regulación terciaria.

- c) Si el procedimiento de asignación ha sido gestión de desvíos se aplicará el precio calculado como el producto de 1,15 si se trata de energía aportada a subir, o de 0,85 si se trata de energía aportada a bajar por el precio marginal correspondiente a las ofertas asignadas en el procedimiento de gestión de desvíos en sesiones anteriores.

El sobrecoste respecto al precio marginal horario se repercutirá según lo expresado en las reglas 21.8.3, si se trata de energía aportada al sistema y 21.8.4 en el caso de energía retirada del sistema.

En todos los casos, de no existir precio de referencia en las sesiones previas se utilizará el precio correspondiente del mismo día de la semana más próxima en las mismas condiciones de laboralidad.

- d) Si la situación excepcional es distinta a la descrita en los apartados a, b y c anteriores, o bien por solución de situaciones de alerta el precio a aplicar a las energías a subir o a bajar será el correspondiente a la oferta respectiva a subir o a bajar para el servicio complementario de regulación terciaria o en su defecto, la oferta válida aplicable presentada en el mercado diario. En caso de aplicar el precio del mercado diario se hará conforme a la Regla 21.3. En ese caso se comparará el importe resultante de aplicar el precio de la oferta compleja a toda la energía redespachada por restricción, con el importe resultante de aplicar el precio de la oferta simple del mercado diario, o de la oferta de terciaria en las horas en que esta exista, o en su defecto 1,15 o 0,85 el precio marginal del mercado diario, a esa misma energía.

El sobrecoste derivado de esta situación se repercutirá a los titulares de unidades de adquisición no instrumentales, considerando las unidades instrumentales de los contratos bilaterales físicos del apartado 7 de la regla 10, y excluyendo el resto de las unidades instrumentales, excepto bombeos, y los titulares compradores de contratos bilaterales en proporción a la energía eléctrica adquirida en barras de central resultante de la medición.

En el caso de que las unidades de producción o de adquisición incumplan la energía asignada por situaciones excepcionales y de emergencia, se realizarán las anotaciones en cuenta análogas a las descritas en la regla 21.3.2.

21.10. GARANTIA DE POTENCIA

21.10.1 SUJETOS CON DERECHO AL COBRO POR GARANTÍA DE POTENCIA

Tendrán derecho a obtener retribución por garantía de potencia:

- Los titulares de las unidades de producción de régimen ordinario por las que estén obligados a presentar ofertas económicas de venta en el mercado de producción de

energía eléctrica. Para ello será necesario que los titulares de las unidades de producción hayan acreditado para las mismas un funcionamiento mínimo anual de MINHOR horas a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga.

- Para cobrar garantía de potencia durante el año 2000, el valor MINHOR es de 290 horas durante el año 2000.
- Para cobrar garantía de potencia durante el año 2001, el valor MINHOR es de 290 horas durante el año 2000.
- Para cobrar garantía de potencia en años sucesivos, el valor MINHOR es de 480 horas durante el año anterior.

No obstante, para los grupos de nueva instalación, no será exigible el requisito de funcionamiento de MINHOR horas, sino que la remuneración por garantía de potencia se aplicará una vez comience su producción comercial.

- Los titulares de aquellas instalaciones de autoproducción de más de 5 MW que voluntariamente acudan al mercado a vender sus excedentes de energía, en virtud de lo previsto en el artículo 17 punto 2 del Real Decreto-Ley 6/2000, y los agentes vendedores mediadores que, en virtud de lo previsto en el mismo artículo realicen ofertas de venta de excedentes de energía de estas instalaciones cuando actúen en nombre propio y por cuenta de terceros.
- Los titulares de aquellas instalaciones de producción con potencia instalada mayor de 50 MW acogidos al R.D. 2366/1994 por las que estén obligados a realizar ofertas al operador del mercado a los efectos de verter sus excedentes de energía eléctrica.
- Los titulares del resto de instalaciones de producción de régimen especial no recogidas en los puntos anteriores que accedan al sistema de ofertas en el mercado por periodos anuales en virtud de la Disposición transitoria octava de la Ley 54/1997, y del art. 18 del R.D. 2818/1998.
- Los comercializadores por la energía que integren en el mercado organizado mediante la presentación de ofertas en virtud de los contratos de adquisición de energía establecidos con productores nacionales de electricidad de régimen especial, debidamente autorizados según la normativa en vigor.

No tendrán derecho al cobro por garantía de potencia:

- Las importaciones de energía eléctrica realizadas por agentes externos que se integran en el mercado de producción.
- La energía procedente de instalaciones de producción en régimen especial que se integre en el mercado de producción sin presentación de ofertas.
- La parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral.

21.10.2 IMPORTE A COBRAR EN CONCEPTO DE GARANTÍA DE POTENCIA

La cuantía mensual por garantía de potencia será el resultado del producto de 0,8 PTA/kWh por la demanda mensual en barras de central de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RTGP(m) = 0,8 * DTbc(m)$$

siendo:

RTGP (m): Retribución por garantía de potencia correspondiente al mes m.

DT_{bc}(m): Demanda del mes m en barras de central que incluya la demanda de energía en el mercado organizado de producción de los clientes finales nacionales elevada a barras de central de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.12 y excluidos el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

El cobro mensual asignado a las unidades de producción en régimen ordinario se distribuirá en proporción al producto de dos factores

- El coeficiente de disponibilidad de la unidad de producción.
- La potencia equivalente de la unidad de producción.

Se define como potencia equivalente de una unidad de producción la media entre la potencia instalada y la potencia media de la unidad de producción limitada por la disponibilidad de materias primas.

$$P_{EQ}(i,m) = 1/2 * [P_{NET}(i) + P_{MLIM}(i,m)]$$

P_{MLIM}(i,m): Potencia media de la unidad de producción i limitada por la disponibilidad de materias primas en el mes m.

P_{EQ}(i,m): Potencia equivalente de la unidad de producción i en el mes m.

P_{NET}(i): Potencia neta instalada de la unidad de producción i. En tanto no se establezcan las potencias netas instaladas para instalaciones existentes tal y como se establece en la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 se seguirá utilizando el valor vigente a 31 de diciembre de 1997, con las modificaciones aprobadas mediante Resolución por la Dirección General de la Energía.

$$P_{EQ}(i,m) \leq P_{NET}(i)$$

En el caso de una unidad de producción en régimen ordinario asignada a un contrato bilateral físico, será:

$$P'_{EQ}(i,m) = P_{EQ}(i,m) * C_{bl}(i,m)$$

con

$$C_{bl}(i,m) = 1 - \frac{1}{h(m)} \frac{\sum_{h=1}^{h=h(m)} P_{BL}(i,h,m)}{P_{EQ}(i,m)}$$

donde:

$P'_{EQ}(i,m)$: Potencia equivalente de la unidad de producción i en el mes m , afecta a un contrato bilateral físico.

$C_{bl}(i,m)$: Coeficiente reductor de la potencia equivalente de la unidad de producción i debido a la energía vinculada a contratos bilaterales físicos en el mes m . En el caso de que este coeficiente resulte ser menor que cero, tomará el valor cero.

$h(m)$: Número de horas del mes m .

$P_{BL}(i,h,m)$: Potencia de la unidad de producción i asignada a un contrato bilateral físico en la hora h del mes m .

El cálculo de los dos factores mencionados anteriormente lo determinará el operador del mercado de acuerdo con la formulación siguiente:

COEFICIENTE DE DISPONIBILIDAD:

a) Grupos Térmicos:

$$Cd(i,m) = \frac{1}{h(m)} \frac{\sum_{h=1}^{h=h(m)} P_{NETD}(i,h,m)}{P_{NET}(i)}$$

Si $Cd(i,m) < 0$, entonces $Cd(i,m) = 0$

siendo:

$Cd(i,m)$: Coeficiente de disponibilidad del grupo térmico i en el mes m .

$P_{NETD}(i,h,m)$: Potencia disponible neta del grupo i , la hora h , del mes m .

$$P_{NETD}(i,h,m) = P_{NET}(i) - P_{ind}(i,h,m) * k(i,h,m)$$

$P_{ind}(i,h,m)$: Potencia indisponible del grupo i en la hora h del mes m .

$k(i,h,m)$: Coeficiente de penalización de la indisponibilidad del grupo i en la hora h del mes m .

$k(i,h,m)=1$ En aquellas horas en las que el grupo i está indisponible total o parcialmente y no tiene programa horario de funcionamiento asignado.

$k(i,h,m)=1,1$ En aquellas horas en las que el grupo i está indisponible total o parcialmente y tiene programa horario de funcionamiento que no ha sido establecido para resolver restricciones técnicas del sistema.

$k(i,h,m)=1,2$ En aquellas horas en las que el grupo i está indisponible total o parcialmente y tiene programa horario de funcionamiento que ha sido establecido para resolver restricciones técnicas del sistema.

b) «Grupos hidráulicos, de bombeo y otras energías renovables no consumibles»

Para los grupos hidráulicos y de bombeo y otras energías renovables no consumibles este valor será uno.

POTENCIA MEDIA LIMITADA POR INDISPONIBILIDAD DE MATERIAS PRIMAS

a) Centrales térmicas:

$$P_{MLIM}(i,m) = P_{NET}(i) - \text{Restricciones físicas de abastecimiento.}$$

b) Centrales de bombeo puro:

$$P_{MLIM}(i,m) = P_{ITUR}(i) * 0,35 * C_r(i,m)$$

$P_{ITUR}(i)$: Potencia instalada en turbinación en el grupo de bombeo i.

$C_r(i,m)$: Coeficiente reductor en el mes m de la unidad de producción i de bombeo puro.

$$C_r(i,m) = \frac{1}{d(m)} \sum_{d=1}^{d=d(m)} C_r(i,d,m)$$

$C_r(i,d,m)$: Será igual a 1, siempre que en cualquiera de las cuatro primeras horas del día posteriores a las del periodo 6 definidas en el Anexo V del Real Decreto 2821/1998 el vaso superior se encuentre con un volumen de agua embalsada mayor o igual al 75% de su volumen útil de almacenamiento o pueda funcionar durante 12 horas seguidas a plena carga. En los casos en los que no se cumpla ninguna de las condiciones anteriores, $C_r(i,d,m)$ se calculará como el cociente entre el valor porcentual máximo de llenado de cualquiera de las 4 primeras horas del día posterior a las del periodo 6 definidas en el anexo V del Real Decreto 2821/1998 o normativa que lo sustituya y el 75% de su volumen útil de almacenamiento. En los días en que el periodo 6 abarque todas las horas del día $C_r(i,d,m)$ se calculará como el cociente entre el valor porcentual máximo de llenado alcanzado en cualquier hora del día y el 75% de su volumen útil de almacenamiento, siendo igual a 1 en el caso de que en alguna hora se supere el 75% de llenado del embalse superior respecto a su volumen útil, o pueda funcionar durante 12 horas seguidas a plena carga

$d(m)$: Número de días del mes m.

c) Centrales de bombeo mixto: _____

$$P_{MLIM}(i,m) = P_{ITUR}(i) * 0,35 + P_{MLIMN}(i,m)$$

$$P_{MLIMN}(i,m) = \frac{1}{5 * h(m)} \sum_{j=1}^5 PRDBN(i,m,j)$$

$P_{ITUR}(i)$: Potencia instalada en turbinación en el grupo de bombeo mixto i.

PRDBN(i,m,j): Producción neta del grupo de bombeo mixto i con aportaciones naturales en el mes m del año j de los últimos 5 años naturales.

d) Centrales hidráulicas y otras energías renovables no consumibles:

$$P_{MLIM}(i,m) = \frac{1}{5 \cdot h(m)} \sum_{j=1}^5 PRDB(i,m,j)$$

PRDB(i,m,j): Producción neta del mes m en el año j de los últimos 5 años naturales de la central i.

REPARTO MENSUAL DE LOS INGRESOS POR GARANTÍA DE POTENCIA

La energía procedente del contrato de importación con EDF tendrá un derecho de cobro por la energía importada el mes m que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IGPIMP(m) = EIMP(m) \cdot 0,8$$

siendo:

IGPIMP(m): Derecho de cobro por garantía de potencia correspondiente a la energía importada procedente del contrato de importación con EDF el mes m.

EIMP(m): Energía procedente de los contratos de importación suscritos por Red Eléctrica de España, en el mes m.

Los autoprodutores con una potencia superior a 5 MW que cumplan las condiciones que indica el apartado 3 de la Disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico y que voluntariamente opten por ofertar, directamente o por medio de un agente vendedor que actúe en su nombre, al operador del mercado su energía excedentaria de forma individualizada; los agentes vendedores mediadores que presenten ofertas de los anteriores cuando actúen en nombre propio por cuenta de terceros; los autoprodutores con una potencia superior a 50 MW acogidos al Real Decreto 2366/1994 que están obligados a realizar ofertas económicas al operador del mercado o los comercializadores por la unidad de producción con la que integren en el mercado energía procedente de estas instalaciones, tendrán un derecho de cobro en concepto de garantía de potencia por la energía excedentaria vendida en el mercado organizado valorada al precio unitario de 1,5 PTA/kWh, según indica la siguiente fórmula:

$$IGPAUT(au1,m) = EAUT(au1,m) \cdot 1,5$$

Siendo:

au1 : Unidad de producción de autoprodutor que oferta sus excedentes de energía en el mercado organizado, agente vendedor mediador o comercializador que incorpora energía en el mercado organizado procedente de productores en régimen especial.

IGPAUT(au1,m):Derecho de cobro por garantía de potencia de la unidad de producción au1 el mes m.

EAUT(au1,m): Energía medida producida por la unidad de producción au1 en la hora h.

Las unidades de producción pertenecientes al régimen especial que opten por presentar ofertas al mercado por periodos anuales, obligatoriamente para cada uno de los periodos de programación, y con potencia instalada superior a 1 MW y igual o inferior a 50 MW a las que no es de aplicación el R.D.L 6/2000 Art 17.2 y los comercializadores que integren en el mercado energía procedente de estas instalaciones, tendrán un derecho de cobro en concepto de garantía de potencia por su producción o excedentes de energía eléctrica vendida en el mercado organizado, valorada a 0,8 PTA/kWh, según indica la siguiente fórmula:

$$IGPAUT(au2,m)=EAUT(au2,m) * 0,8$$

Siendo:

au2 : unidad de producción de régimen especial que oferta sus excedentes de energía en el mercado organizado, o comercializador que incorpora energía en el mercado organizado procedente de productores en régimen especial.

IGPAUT(au2,m): derecho de cobro por garantía de potencia de la unidad de producción au2 el mes m.

EAUT(au2,m): Energía medida producida por la unidad de producción au2 en la hora h.

Los productores en régimen especial, los agentes vendedores mediadores en su caso y los comercializadores que vendan energía procedente de contratos con productores en régimen especial, vendrán obligados a comunicar al operador del mercado el desglose de la medida de los puntos frontera cuando en éstos las energías medidas pertenezcan a distintas modalidades de contratación, a efectos de poder asignar el cobro de garantía de potencia a los agentes en la parte correspondiente a la energía vendida por cada uno de ellos.

Para el resto de los pagos:

$$IGP(i,m) = [RTGP(m) - IGPIMP(m) - \sum_{au} IGPAUT(au,m)] \times CRGP(i,m) / \sum_i CRGP(i,m)$$

Siendo:

au : Unidad de producción de autoprodutor que oferta sus excedentes de energía en el mercado organizado, agente

vendedor mediador o comercializador que incorpora energía en el mercado organizado procedente de productores en régimen especial.

Con:

$$CRGP(i,m) = Cd(i,m) * P_{EQ}(i, m)$$

siendo:

IGP(i,m): Ingreso por garantía de potencia del grupo i el mes m.

CRGP(i,m): Coeficiente de reparto del grupo i el mes m.

Para los grupos de nueva instalación durante el primer año su coeficiente de disponibilidad será el coeficiente medio de disponibilidad aplicado a las unidades de producción de igual tecnología.

En el caso en que por no existir una central de igual tecnología en España no se pueda determinar el coeficiente medio indicado en el párrafo anterior, la Dirección General de la Energía establecerá el citado coeficiente a partir de referencias conocidas en sistemas exteriores.

21.10.3 SUJETOS OBLIGADOS AL PAGO POR LA GARANTÍA DE POTENCIA

Estarán obligados al pago por garantía de potencia todos los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos por la energía que adquieran en el mercado de producción.

No estarán obligados al pago por garantía de potencia los sujetos que adquieran energía vinculada a un contrato bilateral, ni los productores por la energía correspondiente al autoconsumo de producción y al consumo de bombeo..

El operador del mercado imputará mensualmente el pago a los compradores relacionados en el primer párrafo de este apartado de acuerdo con los siguientes criterios:

- Los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos que adquieran su energía en el mercado de producción a un precio unitario fijo establecido para cada uno de los periodos horarios que se definen posteriormente.
- Los distribuidores pagarán el resto del monto mensual no pagado por los agentes citados en el párrafo anterior en proporción a su demanda de energía adquirida en el mercado de producción elevada a barras de central en el mes correspondiente.

21.10.3.1 PAGO POR GARANTÍA DE POTENCIA DEL COMERCIALIZADOR PARA SU VENTA A CONSUMIDORES CUALIFICADOS O PARA LA EXPORTACIÓN, CONSUMIDOR CUALIFICADO O AGENTE EXTERNO QUE ADQUIERAN SU ENERGÍA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN.

Será la suma de los términos mensuales de cada periodo tarifario tal como se definen más adelante que resultan de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el precio unitario de la garantía de potencia, tal como se detalla en la siguiente fórmula:

$$PGP(c,m) = \sum_{i=1}^6 X_i \times D_{bc}(c,m)_i$$

Siendo:

PGP(c,m): Pago por garantía de potencia del comercializador, consumidor cualificado o agente externo c en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(c,m)_i$: Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el comercializador para su venta a consumidores cualificados o para la exportación, consumidor cualificado o agente externo en el mes m y en el periodo tarifario i.

El comercializador, consumidor cualificado o agente externo pagará garantía de potencia por la diferencia entre la energía medida y la energía adquirida mediante contrato bilateral.

X_i : Precio unitario por garantía de potencia para cada periodo tarifario i, que dependiendo de la diferenciación de periodos tarifarios de la tarifa de acceso que aplique, toma los siguientes valores:

VALORES DE X_i EN PTA/kWh

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis periodos:

Período 1	$X_1= 1,3$
Período 2	$X_2= 0,6$
Período 3	$X_3= 0,4$
Período 4	$X_4= 0,3$
Período 5	$X_5= 0,3$
Período 6	$X_6= 0,0$

Se considerarán como horas punta, llano y valle por tipo de día, las siguientes:

Período tarifario	Tipo de Día	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1		16-22			
2		8-16 22-24			
3			9-15		
4			8-9 15-24		
5				8-24	
6		0-8	0-8	0-8	0-24

Siendo:

Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta (noviembre, diciembre, enero y febrero)

Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media (marzo, abril, julio y octubre)

Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto (mayo, junio y septiembre)

Tipo D: Sábados, domingos, festivos y agosto.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos, los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de tres períodos:

Período 1 (punta)	$X_1 = 1,3$
Período 2 (llano)	$X_2 = 0,7$
Período 3 (valle)	$X_3 = 0,0$

Se considerarán como horas punta, llano y valle según el tipo de discriminación horaria las siguientes:

Discriminación horaria	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
Tipo 3	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
Tipo 4	16-22	8-16 22-24	0-8	8-14	14-24	0-8

Para el tipo 4 se considerarán también como horas valle, las veinticuatro horas de los sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma para los abonados que posean el equipo de discriminación horaria adecuado.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de dos períodos:

Período 1 (punta y llano)	$X_1 = 2,2$
Período 2 (valle)	$X_2 = 0$

Se considerarán como horas valle de veintitrés a veinticuatro horas y de cero a siete horas en horario de invierno y de cero a ocho horas en horario de verano.

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de un solo período:

Período 1 (punta, llano y valle)	$X_1 = 2,2$
----------------------------------	-------------

Los consumidores cualificados y agentes externos que realicen ofertas en el mercado, y los comercializadores, por cada uno de sus clientes, vendrán obligados a comunicar al operador del mercado la tarifa de acceso a la que están sujetos a fin de que éste pueda determinar los periodos tarifarios que les son de aplicación. El operador del mercado podrá solicitar de la empresa distribuidora la confirmación de los datos de los comercializadores y consumidores cualificados.

21.10.3.2 PAGO POR GARANTÍA DE POTENCIA DE LOS DISTRIBUIDORES

El pago mensual por garantía de potencia de cada distribuidor será el producto de la energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción durante el mes por su precio unitario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGP(d,m) = Y \times D_{bc}(d, m)$$

Donde:

PGP(d,m) = Pago por garantía de potencia del distribuidor d en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(d,m)$ = Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el distribuidor d en el mes m .

Y = Precio unitario Y del pago por garantía de potencia. Se calcula como relación entre el cobro total por garantía de potencia en el mes, descontados los pagos realizados por este concepto por los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos durante el mismo periodo y la demanda elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción, definida de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Y = \frac{RTGP(m) - \sum_{j=1}^n PGP(c,m)_j}{\sum_{k=1}^{\tilde{n}} D_{bc}(d,m)_k}$$

Donde:

$RTGP(m)$ = Cobro total por garantía de potencia correspondiente al mes m .

$\sum_{j=1}^n PGP(c,m)_j$ = Suma de los pagos por garantía de potencia de todos los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, n , en el mes m .

$\sum_{k=1}^{\tilde{n}} D_{bc}(d,m)_k$ = La suma de las demandas de energía elevada a barras de central y adquiridas en el mercado producción por el conjunto de los \tilde{n} distribuidores, en el mes m .

21.11 MEDICIÓN

La medición entre instalaciones correspondientes a las actividades que integran el suministro de energía eléctrica se efectuará de acuerdo con el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, de Puntos de Medida y los procedimientos transitorios de medida que apruebe el Ministerio de Economía.

Será objeto de medición toda la energía eléctrica intercambiada en los puntos de conexión entre dos instalaciones correspondientes a actividades diferentes de las que integran el suministro de energía eléctrica y en los puntos de conexión entre las instalaciones de distribución.

Se entiende por punto de medida el lugar concreto de la red eléctrica donde se ubica el equipo de medida.

La energía eléctrica intercambiada en un punto de conexión podrá ser objeto de medición por un equipo de medida utilizado en dicho punto de conexión o estimada por varios equipos de medida.

El operador del sistema, de acuerdo con las Normas y Procedimientos de Operación del Sistema en vigor, recibirá los valores horarios correspondientes a cada punto de medida y a cada punto de interconexión de los agentes del Sistema.

El operador del sistema enviará las medidas de los puntos frontera entre actividades al operador del mercado, una vez verificadas y comprobadas. Hará indicación expresa de las unidades de producción o adquisición (incluyendo las instrumentales) que se relacionan con el punto frontera.

Estos valores podrán tener carácter definitivo o provisional.

21.11.1 CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA ENTREGADA A LA RED DE TRANSPORTE

En cada frontera de producción el volumen de la energía eléctrica horaria entregada será calculado por el operador del sistema de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$G(i, j) = \sum_k C_k * eh(i, j, k)$$

siendo:

$G(i, j)$: Energía eléctrica vertida por la unidad de producción i en el nudo j .

C_k : Parámetro correspondiente al equipo de medida k .

$eh(i, j, k)$: Energía horaria correspondiente a la unidad de producción i en el nudo j y al equipo de medida k .

En cada nudo j el conjunto de energías vertidas a la red será:

$$GN(j) = \sum_i G(i, j)$$

siendo:

$GN(j)$: La energía eléctrica entregada en el nudo j .

Igualmente:

$$GN(J) = \sum_i GT(i, j) + \sum_i GD(i, j)$$

siendo:

$GT(i, j)$: Entregas de la unidad de producción i a la red de transporte en el nudo j .

$GD(i, j)$: Entregas de la unidad de producción i a la red de distribución en el nudo j .

Se consideran producción las tomas de energía eléctrica procedentes de las importaciones.

21.11.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA RECIBIDA DE LA RED DE TRANSPORTE

En las fronteras con la actividad de distribución o clientes el volumen de la energía eléctrica horaria recibida será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D(i, j) = \sum_k C_k * eh(i, j, k)$$

siendo:

$D(i, j)$: Energía eléctrica demandada recibida por la unidad de adquisición i en el nudo j .

$eh(i, j, k)$: Energía eléctrica horaria recibida por la unidad de adquisición i en el nudo j en el equipo de medida k .

El conjunto de las energías recibidas en el nudo j será:

$$DN(j) = \sum_i D(i, j)$$

Si una serie de valores fuere provisional el operador del sistema lo indicará al operador del mercado que lo hará constar en la liquidación mensual correspondiente.

21.12 PÉRDIDAS

El operador del sistema realizará la asignación y determinación de las pérdidas en la red de transporte tras calcular horariamente las mismas y los coeficientes de pérdidas en los nudos de la red de transporte.

El cálculo de las pérdidas incurridas en la red de transporte lo hará el operador del sistema por la diferencia entre el volumen de energía eléctrica inyectada en la red de transporte en los puntos de conexión de los generadores, las interconexiones internacionales y la distribución con la red de transporte y el volumen de energía eléctrica tomada en los puntos de conexión de la red de transporte con los distribuidores, generadores, intercambios internacionales, comercializadores y, en su caso, consumidores cualificados y compradores afectos a contratos bilaterales físicos.

Las pérdidas de la red de transporte se asignarán a todos los consumidores y, por lo tanto, deben asignarse, también, a los clientes con capacidad de elección y a los contratos bilaterales físicos.

Las pérdidas de los comercializadores y consumidores cualificados y contratos bilaterales físicos se calcularán según el Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.

Las pérdidas de la red de transporte, a efectos de liquidación serán:

$$P = G - D - \sum_i TC(i) * (1 + K(i))$$

$$G = \sum_i \sum_j GT(i, j)$$

$$D = \sum_j DN(j)$$

siendo:

- P: Pérdidas de la red de transporte, descontadas las que corresponden a los consumidores cualificados conectados directamente a la red de transporte.
- G: Generación entregada en la red de transporte.
- D: Demanda tomada de la red de transporte por la distribución.
- TC(i): Consumo del consumidor cualificado i efectuado directamente desde la red de transporte.
- K(i): Coeficiente de pérdidas correspondiente al nivel de tensión y período horario del consumidor cualificado i.

Los valores de la energía medida a los distribuidores en las barras de subestación traspasados a barras de central se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D'(i, j) = D(i, j) * (1 + P/D)$$

La energía realmente adquirida por el distribuidor y a liquidar por el operador del mercado será:

$$DD(i) = \sum_j D'(i, j) - \sum_j DCC(i, j) * (1 + K(j))$$

siendo:

- DD(i): Demanda a liquidar al distribuidor i.
- DCC(i,j): Demanda del cliente cualificado j en la zona del distribuidor i.
- K(j): Coeficiente de pérdidas correspondiente al nivel de tensión y período horario del consumidor cualificado j.

El operador del sistema comunicará al operador del mercado los resultados de la asignación y determinación de las pérdidas en la red de transporte calculadas de acuerdo con lo establecido en la presente cláusula a los efectos de su inclusión en la liquidación.

21.13 CONTRATOS INTERNACIONALES SUSCRITOS POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.

21.13.1 CONTRATOS VIGENTES

Red Eléctrica de España, S.A. generará por los intercambios internacionales de importación asociados a los contratos a los que se refiere el apartado 3º de la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997 unos derechos de cobro que calculará el operador del mercado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{DCUO} (u_i, h) = E (u_i, h) * \text{PFVE} (h)$$

siendo:

DCUO(u_i, h): Derecho de cobro por la energía importada de la unidad de oferta u_i en la hora h

E(u_i, h): Energía de la unidad de oferta de importación u_i en la hora h .

PFVE (h): Precio final de venta en el mercado de producción en la hora h .

Red Eléctrica de España, S.A. estará obligada a satisfacer por las ofertas de adquisición de energía eléctrica para exportación que realice como consecuencia de los contratos referidos en el apartado anterior, los pagos que calculará el operador del mercado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{OPUO} (u_a, h) = E (u_a, h) * \text{PFCE} (h)$$

siendo:

OPUO (u_a, h): La obligación de pago por la unidad de oferta de exportación u_a en la hora h .

E(u_a, h): Energía de la unidad de oferta de exportación u_a en la hora h

PFCE (h): Precio final de compra en el mercado de producción de energía eléctrica en la hora h .

El operador del mercado liquidará mensualmente a cada distribuidor una cantidad $L (i, m)$ calculada del siguiente modo:

$$L (i, m) = L (m) \frac{\text{VD} (i, m)}{\sum_i \text{VD} (i, m)}$$

$$L (m) = \text{SI} (m) - \text{CCs} (m) + \text{CCe} (m)$$

$$\text{SI}(m) = \sum_h (\text{PFVE}(m, h) * E_i(m, h) - \text{PFCE}(m, h) * E_e(m, h))$$

$$\text{CCs} (m) = \text{CCsf} (m) + \text{CCsv} (m)$$

$$\text{CCe} (m) = \text{CCef} (m) + \text{CCev} (m)$$

siendo:

$L (i, m)$: Liquidación correspondiente al distribuidor i el mes m .

$\text{VD} (i, m)$: Valor de las compras de energía eléctrica del distribuidor i el mes m .

$\text{SI} (m)$: Saldo económico de los intercambios internacionales de los contratos de Red Eléctrica obtenido en el mercado de producción.

E_i (m, h):	Energía eléctrica final importada en la hora h del mes m.
E_e (m, h):	Energía eléctrica final exportada en la hora h del mes m.
CCs (m):	Coste para Red Eléctrica del contrato de importación el mes m.
CCe (m):	Coste para Red Eléctrica del contrato de exportación el mes m.
CCsf (m):	Coste fijo del contrato de importación del mes m.
CCsv (m):	Coste variable del contrato de importación del mes m.
CCef (m) :	Coste fijo del contrato de exportación del mes m.
Ccev (m) :	Coste variable del contrato de exportación del mes m.

21.13.2 DESVÍOS DE REGULACIÓN E INTERCAMBIOS DE APOYO

El operador del mercado llevará una cuenta de compensación de la energía eléctrica valorada al precio marginal horario del mercado diario, de los desvíos de regulación entre sistemas y de los intercambios de apoyo entre sistemas.

La liquidación de dichas cuentas, que efectuará mensualmente, se realizará de la misma forma que los superávit o déficit correspondientes a los contratos de Red Eléctrica de España, S.A.

21.14. LIQUIDACIONES

21.14.1 LIQUIDACIÓN DIARIA

Dentro de los tres días siguientes al día posterior al de celebración de la sesión 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 período horario de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en la presente Regla 21 y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

Esta liquidación tendrá siempre carácter provisional.

21.14.2 LIQUIDACION MENSUAL

El operador del mercado practicará una liquidación con carácter mensual sobre la base de las liquidaciones diarias.

Las liquidaciones mensuales del conjunto del mercado podrán ser provisionales o definitivas.

Se denomina liquidación provisional para un período de liquidación a aquella obtenida antes de haber finalizado éste, o bien, habiendo finalizado, si el operador del mercado

no dispusiese de toda la información necesaria para permitir otorgar el carácter de definitiva a la misma o existiesen reclamaciones pendientes de resolución. Los motivos que configuran la provisionalidad de una liquidación son:

- a) La realización de mediciones con carácter provisional.
- b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.
- 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 mensual se considerará definitiva salvo que concurra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores, en cuyo caso la liquidación será provisional. En todo caso, los cobros y pagos que correspondan a los agentes del mercado de acuerdo con la liquidación mensual se considerarán a cuenta de la liquidación definitiva.

21.14.3 SOLICITUD DE LIQUIDACIÓN DEFINITIVA

Durante el periodo de instalación del sistema de medidas SIMEL y mientras no se disponga en las fechas previstas de las medidas necesarias para elaborar una liquidación definitiva de cada mes para el conjunto del mercado, los agentes podrán solicitar la liquidación definitiva de sus transacciones en el mercado de producción de energía eléctrica, si cumplen los requisitos siguientes:

- Disponer de medidas firmes declaradas por el operador del sistema al operador del mercado conforme al R.D. 2018/97.

A los anteriores efectos, los agentes del mercado enviarán al operador del sistema periódicamente las medidas de contadores de las que dispongan, sin esperar a tener meses completos.

- Se podrán realizar liquidaciones definitivas a solicitud de un agente cuando éstas tengan por objeto dar este carácter a sus liquidaciones provisionales de los meses anteriores. Dichas liquidaciones serán enviadas por el operador del mercado a los agentes el tercer día hábil posterior al quince de cada mes. Los pagos y cobros se efectuarán el último día hábil de dicho mes.
- Solicitarlo previamente al operador del mercado. A estos efectos, las liquidaciones definitivas consideradas en el párrafo anterior se efectuarán con las solicitudes y la información disponible por el operador del mercado el último día del mes anterior.
- Aceptar los resultados de la liquidación sin posibilidad de una reliquidación posterior, salvo que posteriormente se detecte que incumple el Real Decreto de Medidas.

- La liquidación así realizada, si se comprueba a posteriori que los equipos de medidas del agente no cumplen las características técnicas establecidas en el Real Decreto citado, se verá afectada por las correcciones que procedan.
- Sin perjuicio de lo anterior, si el operador del mercado tiene toda la información necesaria para efectuar una liquidación con carácter de definitiva, o si todos los agentes han solicitado liquidación definitiva, aun sin disponer de los equipos de medida, el operador del mercado realizará la asignación del sobrecoste de los desvíos conforme a la Regla 21.8.

El operador del mercado para el cálculo de dichas liquidaciones considerará los siguientes valores:

- La liquidación se realizará con los últimos valores disponibles a la fecha solicitada de liquidación.
- Las pérdidas consideradas por los comercializadores, clientes cualificados, y compradores de contratos bilaterales físicos serán las estándar vigentes en cada momento y de aplicación para los agentes en función de su actividad, tensión y cuantos parámetros sean utilizables en su determinación.

En el caso de distribuidores las pérdidas a aplicar serán: las obtenidas de las medidas donde existan, en su defecto las del estimador de estado del operador del sistema donde sea posible y en último lugar, caso de no estar disponibles las anteriores, las estándar vigentes aplicables.

- El pago por sobrecostes correspondientes a los desvíos medidos se hará valorando el desvío al 10% del precio marginal horario del mercado diario.
- Los sobrecostes por restricciones en el PVP y por situaciones de alerta en tiempo real se valorarán, en ausencia de medidas definitivas para su cálculo, con los valores de la programación.
- Cualesquiera excedente o déficit que se produzca como resultado de reliquidaciones posteriores, será imputado al resto de los agentes en el momento en el que les sean realizadas dichas reliquidaciones.

El operador del sistema aplicará el trámite al que se refiere el artículo 29 del R.D.2018/97 tan pronto como disponga del conjunto de medidas correspondientes a un agente del mercado.

En todo caso los cobros y pagos se realizarán con carácter mensual.

21.14.4 ENVÍO DE INFORMACIÓN A LOS AGENTES DEL MERCADO

El operador del mercado enviará a cada uno de los agentes la información completa de cada una de sus transacciones realizadas en el mercado de producción de energía eléctrica indicando, para cada una de ellas, los siguientes conceptos:

- Mercado o proceso correspondiente.
- Unidad de producción, adquisición o contrato bilateral físico.
- Cantidad.
- Precio unitario.
- Derecho de cobro u obligación de pago correspondiente.
- Total de derechos de cobro u obligaciones de pago acumulados por mercado o proceso correspondiente.
- Pagos y cobros finales totales.

- Coste horario de las restricciones en el PVP.
- Coste horario de la solución de las situaciones de alerta en tiempo real.
- Precio de la gestión de desvío a subir y a bajar y energías a subir y a bajar.
- Total de desvíos declarados por hora.
- Total de desvíos gestionados por el operador del sistema cada hora.
- Información sobre disponibilidades de los grupos térmicos necesaria para el cálculo de la garantía de potencia.

El operador del mercado enviará a todos los agentes del mercado la información agregada imprescindible para la comprobación de su liquidación. Entre ella se incluirá, al menos, la siguiente:

- Base de reparto de cada sobrecoste y de los derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia.
- Importe total de cada sobrecoste.
- Total de la energía de regulación secundaria a subir utilizada en la hora.
- Total de la energía de regulación secundaria a bajar utilizada en la hora.
- Total de la energía de regulación terciaria a subir asignada en la hora.
- Total de la energía de regulación terciaria a bajar asignada en la hora.
- Total en valor absoluto de los desvíos medidos en cada hora.
- Demanda para garantía de potencia.
- Contrato de Red Eléctrica de España.

21.14.5 CONFIDENCIALIDAD

La información correspondiente a la liquidación del mercado de producción de energía eléctrica de un agente se considerará confidencial para el resto de los agentes.

Todos los agentes del mercado tendrán acceso a la información agregada referida en la regla 21.14.4.

Los agentes del mercado de producción de energía eléctrica sólo tendrán acceso a la información de otros agentes si ésta está de forma agregada.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado el conjunto de la información, simultáneamente, a la puesta a disposición de éstos de las liquidaciones que se realizan de forma diaria.

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.

21.15 RESOLUCIÓN DE INCIDENCIAS

Una vez el operador del mercado haya emitido la liquidación diaria o mensual, los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles para efectuar las reclamaciones referidas a dicha liquidación que estimen oportunas.

El operador del mercado dispondrá de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas.

21.15.1 LIQUIDACIÓN DIARIA

Durante cada periodo mensual el operador del mercado realizará liquidaciones diarias consecuencia de las informaciones recibidas del operador del sistema y del propio operador del mercado.

Dichas liquidaciones diarias podrán modificarse para incluir nuevas informaciones o modificaciones de las anteriormente consideradas a iniciativa de los operadores del sistema y del mercado, o de los agentes del mercado una vez aceptadas por el operador que corresponda.

- Programas

Dentro de los dos días hábiles posteriores al de puesta a disposición de los agentes de los programas, éstos podrán manifestar sus discrepancias al operador del sistema respecto de aquellos programas en los que estén en desacuerdo, enviando copia al operador del mercado.

Si el operador del mercado detecta, en los ficheros recibidos del operador del sistema o del propio operador del mercado, que existe alguna información no correcta, lo hará constar en la liquidación para información de los agentes y del operador del sistema y del mercado.

El operador del sistema acordará lo que estime oportuno en el plazo de dos días hábiles enviando comunicación al agente correspondiente y al operador del mercado.

El operador del mercado dentro de los tres días hábiles posteriores a cada día elaborará la liquidación correspondiente a dicho día, reiterando las de los anteriores del mismo mes, incluso rectificándolas, según lo establecido anteriormente.

En el plazo de tres días hábiles siguientes a la comunicación de la liquidación diaria, los agentes efectuarán las reclamaciones que consideren oportunas respecto de la liquidación de dicho día, así como de los anteriores del mismo mes que hayan sido modificadas y cuya modificación sea la primera vez que se comunica.

En aquellos casos en que la reclamación se refiera a un error de programa, el operador del mercado la enviará al operador del sistema para su informe quien dispondrá de dos días hábiles para entregarlo al operador del mercado.

El operador del mercado comunicará la resolución correspondiente, de acuerdo con el informe del operador del sistema, en lo que corresponda, en el plazo de tres días hábiles.

- Medidas

Las liquidaciones efectuadas por el operador del mercado incluirán las medidas de energía eléctrica recibida del operador del sistema, tal como se establece en la regla 21.11.

Si el agente no está conforme con la información de medidas utilizadas en el cálculo de las liquidaciones deberá efectuar la correspondiente reclamación al operador del mercado indicando la causa de la misma, en el plazo de tres días hábiles, a contar desde la comunicación de la liquidación.

El operador del mercado considerará la causa de la reclamación. Si esta se basa en la información procedente del operador del sistema, le transmitirá la reclamación para que emita un informe en el plazo de dos días hábiles.

El operador del mercado enviará la resolución correspondiente en el plazo de tres días hábiles.

Si el operador del mercado no hubiere recibido las medidas correspondientes en el momento de emitir las liquidaciones realizará éstas teniendo en cuenta, exclusivamente, los programas establecidos y considerando que su cumplimiento se ha realizado estrictamente.

21.15.2 LIQUIDACIÓN MENSUAL

El operador del mercado elaborará dentro del plazo de tres días hábiles siguientes al último día de cada mes, la liquidación mensual correspondiente.

Los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles, a contar desde el siguiente al de la comunicación de la liquidación, para efectuar las reclamaciones que consideren convenientes a las liquidaciones de todos los días del mes.

El operador del mercado resolverá en el plazo de tres días hábiles.

Si, en razón del plazo establecido en estas Reglas para efectuar la liquidación mensual, en relación con los mencionados en materia de reclamaciones, éstas estuvieran pendientes de resolverse, dicha liquidación mensual 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, se estará a lo establecido 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 eléctrica.

En tal caso y de acuerdo con lo establecido en la Regla 21.14.2, la liquidación efectuada se mantendrá, con carácter provisional, hasta la resolución firme de la reclamación.

CAPITULO QUINTO

SISTEMA DE CARGOS, ABONOS Y GARANTIAS

REGLA 22ª- PROCEDIMIENTO

22.1 LIQUIDACIÓN Y NOTAS DE ABONO Y CARGO

El operador del mercado, tras realizar la liquidación mensual a que se refiere la Regla 21.14, comunicará a los agentes del mercado que hubieren actuado como compradores o vendedores, por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción, las notas de cargo y abono provisionales para los pagos y cobros que respectivamente les corresponda realizar o percibir en cada período mensual de liquidación. El operador del mercado girará las citadas notas de cargo y abono al menos tres días antes de la fecha de cargos y abonos.

Junto a la nota de cargo y abono se incluirán todos los derechos y obligaciones del mercado de producción de energía eléctrica referidas a las unidades de producción y de adquisición.

No existiendo reclamaciones de las referidas en la Regla 21.15. resueltas las presentadas o, expirando el plazo establecido en dicha Regla 21.15 el operador del mercado girará notas de cargo y abono definitivas.

En razón de lo establecido en la Disposición transitoria primera de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, y mientras no se configuren de modo completo y así sea comunicado por el Ministerio de Economía al operador del mercado los registros administrativos de los diferentes sujetos que desarrollan actividades eléctricas, las liquidaciones y notas de cargo y abono, mencionadas en el párrafo anterior, se harán considerando los subsistemas y empresas productoras recogidas en la resolución de la Dirección General de la Energía de 6 de febrero de 1990 y normas de actualización.

22.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS NOTAS DE CARGOS O ABONOS

22.2.1 El operador del mercado enviará a los agentes del mercado su correspondiente nota de cargo o abono en la que se hará constar, en su caso, lo siguiente:

- Periodo mensual de liquidación.
- Energía adquirida como comprador.
- Precio final de la energía adquirida, artículo 23 Real Decreto 2019/1997.
- Cuota de la moratoria nuclear a la que se refiere el artículo 6.3, párrafo segundo del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.
- Cuota repercutida del Impuesto sobre la Electricidad, artículo 64 bis, A),6. de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a aplicar a las operaciones de compra realizadas por el agente del mercado.
- Energía vendida como vendedor.
- Precio final de la energía vendida, artículo 23 Real Decreto 2019/1997.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) a considerar en las operaciones de venta realizadas por el agente del mercado.
- Abono o ingreso correspondiente al agente del mercado.
- Fecha y hora límite de pago.
- Cuenta del operador del mercado en la que se deberá efectuar el pago.

- Cuenta del agente del mercado en la que el operador del mercado efectuará el pago.
- A efectos de de liquidaciones de las actividades reguladas el coste imputado por la energía adquirida en el mercado a efectos de lo dispuesto en el Real decreto 2017/1997, de liquidaciones para los distribuidores.

22.2.2 El operador del mercado informará a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de sus funciones de información, asignadas en virtud del artículo 8.1, función octava, de la Ley 54/1997.

22.2.3 Además de las notas de cargo o abono, el operador del mercado expedirá, en nombre y por cuenta de los suministradores de la energía, las facturas y documentos establecidos en la Disposición Adicional Quinta al Real Decreto 2402/1985, de 18 de diciembre, por el que se regula el deber de expedir y entregar factura que incumbe a los empresarios y profesionales, en la redacción dada a dicho precepto por el artículo 3 del Real Decreto 215/1999, de 5 de febrero, en la forma y con los efectos establecidos en dicha norma.

22.3 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 sobre la Electricidad y la cuota de la moratoria nuclear mencionada en la Regla 22.2.1.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10 horas del último día hábil de la primera quincena del mes de que se trate. Se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid.

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.

22.4 DERECHOS PARA LOS AGENTES DEL MERCADO QUE RESULTEN COMO VENEDORES

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 período mensual de liquidación de que se trate.

El día en que deberá realizarse el abono será el mismo que el definido en la Regla 22.3 como día de cargo para los agentes del mercado que resulten deudores.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor en que se hubieren recibido en dicha cuenta los pagos que deban realizar los agentes del mercado que actúen de compradores en el mercado de producción de energía eléctrica, como resultado de la liquidación mensual de que se trate.

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.

22.5 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 el Banco de España o en un banco o caja de ahorros de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes Reglas.

Esta cuenta será abierta por el operador del mercado en régimen de depósito, será titular de ella en interés de los agentes del mercado y le será de aplicación el régimen establecido para la gestión de negocios ajenos, sin que en consecuencia, los saldos que, excepcionalmente, pueda presentar dicha cuenta se integren a ningún efecto en el patrimonio del operador del mercado. En relación con tales saldos, éste únicamente podría ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las liquidaciones resultantes del mercado en el mercado de producción de energía eléctrica, en los términos de los apartados anteriores.

22.6 RÉGIMEN DE IMPAGOS

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, actuará conforme al siguiente procedimiento:

- El operador del mercado ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla 23.8. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, el operador del mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.

Si la ejecución de la garantía no permite el cobro inmediato de la cantidad adeudada minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten vendedores, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes.

- La cantidad adeudada devengará intereses de demora al tipo que se determina en la Regla 23.9 a cargo del agente moroso.
- 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.

22.7 CALENDARIO

No más tarde del día 15 de diciembre de cada año 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 correspondientes a cada liquidación mensual.

REGLA 23ª- PROCEDIMIENTO RELATIVO A LA PRESTACIÓN DE GARANTÍAS A FAVOR DEL OPERADOR DEL MERCADO

23.1 CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS

Los agentes del mercado que actúen en éste como adquirientes 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 vendedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio final de la

misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla 22.3 y en el mismo día que se produzca la liquidación del período 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, así como participar en la liquidación.

23.2 MANTENIMIENTO DE GARANTÍAS

El operador del mercado liberará la garantía que preste el comprador en el mercado de producción, en el momento en que éste pierda su condición de agente en dicho mercado, siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mismo.

23.3 COBERTURA DE LAS GARANTÍAS

La garantía que debe prestar cada agente comprador 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.

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.

23.4 TIPOS DE GARANTÍAS

Las garantías que los compradores en el mercado de producción están obligados a prestar son las siguientes:

- a) Una garantía de operación, correspondiente a cada agente comprador que se determinará inicialmente por el operador del mercado, con informe del Comité de Agentes del Mercado (en el caso de que esté constituido) y se concretará y revisará en función de la evolución del volumen de energía contratada en el período, con el fin de asegurar con carácter permanente un suficiente nivel de garantía.

El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días, entendiéndose emitido si no se produjere en el plazo indicado.

- b) Una garantía complementaria, exigible a los compradores 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.

23.5 FORMALIZACIÓN DE LAS GARANTÍAS

La formalización de las garantías deberá realizarse a favor del operador del mercado:

- a) Mediante depósitos en efectivo en el banco del operador del mercado, Regla 22.5, y a su disposición.
- b) Mediante aval o fianza de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del operador del mercado, y depositado en la entidad bancaria en la que se haya abierto la cuenta de tesorería a favor de éste 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 fianzado.

El importe de este aval será equivalente al de los límites de las garantías de operación y, en su caso, complementaria que establezca el operador del mercado.

El aval mantendrá su vigencia hasta que la garantía quede liberada, que será en el momento en que el comprador pierda su condición de agente del mercado.

Si la entidad avalista 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 esta Regla, con arreglo a los plazos fijados en la Regla 23.6.3.

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 las veinticuatro (24) horas siguientes al momento en que requiera el pago del avalista.

- c) Mediante autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de obligaciones de pago contraídas en el período a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía.

La autorización de disposición de estas líneas de crédito se entenderá concedida automáticamente por parte del comprador de la energía a favor del operador del mercado si después de las 10:00 horas de la fecha de liquidación no se ha recibido por parte del Banco Agente confirmación de ingreso del importe debido.

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 adquisiciones de energía eléctrica en el mercado de producción, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de operación señalada por el operador del mercado y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía complementaria.

- d) Mediante la cesión de los derechos de cobro del mercado de producción, pendientes de abono, que el vendedor de energía eléctrica haga en favor de los compradores siempre que sea aceptada previamente por el operador del mercado.

23.6 RÉGIMEN DE DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LAS GARANTÍAS Y MÉTODO DE SU CONSTITUCIÓN

23.6.1 Sobre la base de lo establecido en la Regla 23.4, el importe de las garantías de operación que debe prestar cada comprador en cada momento, lo determinará el operador del mercado, atendiendo a los siguientes criterios:

- a) El período del riesgo que debe cubrir la garantía, que corresponderá al período de liquidación más el incremento para considerar los 15 días adicionales hasta el pago efectivo y los siguientes 5 días necesarios para la formalización de nuevas garantías en caso de incumplimiento de pago.
- b) Energía máxima a comprar en un período de contratación que, de conformidad con la mejor previsión de su demanda, adquirirá el comprador en el mercado de producción en dicho período. Dicho volumen se actualizará en función de la evolución de las liquidaciones.
- c) Los contratos bilaterales físicos prestarán las garantías que resulten de la utilización de los servicios complementarios y otras prestaciones conforme al Real Decreto 2019/1997.

23.6.2 Los compradores deberán acreditar a requerimiento del operador del mercado el cumplimiento de la obligación de constitución y mantenimiento de garantías actualizadas.

23.6.3 Cuando como consecuencia de la ejecución de garantías, o por cualquier otra razón, descendiera el nivel mínimo fijado por el operador del mercado, éste requerirá al comprador afectado para que reponga su garantía en el plazo máximo de dos días hábiles. Si transcurrido este plazo la fianza no hubiera sido repuesta, el operador del mercado podrá acordar la suspensión provisional del comprador como agente del mercado, y le concederá un nuevo plazo de siete (7) días hábiles para que la reponga. Transcurrido este plazo, dará cuenta de ello al Comité de Agentes del Mercado, a la Comisión Nacional de Energía, y al Ministerio de Economía y a los agentes del mercado, a los efectos previstos en la Ley del Sector Eléctrico y sus disposiciones de desarrollo.

23.6.4 Para el cálculo del importe de las garantías de operación que en cada momento correspondan, el operador del mercado podrá verificar en cualquier momento que la garantía prestada por el agente de que se trata cubre el importe de las compras devengadas y no abonadas. Para esto, el operador del mercado comprobará que las obligaciones de pago devengadas hasta la fecha son inferiores al 90% aplicando a la suma de las garantías prestadas más el mínimo entre los derechos de cobro cedidos y los devengados hasta la fecha, con el límite máximo de un mes. En caso contrario, instará al aumento o reposición de la garantía del agente en los términos previstos en la Regla 23.6.3 anterior.

23.6.5 DETERMINACIÓN DE LAS GARANTÍAS

El operador del mercado calculará antes del día 10 de los meses de enero, abril, julio y octubre las garantías que deberán prestar los agentes para cada uno de los trimestres naturales del año, respectivos, sin perjuicio de la revisión diaria que de acuerdo con la regla 23.6.4 efectuará de manera sistemática.

Dichas garantías se determinarán para cada agente seleccionando la mayor entre los dos valores siguientes:

- Suma máxima de las compras diarias de 50 días consecutivos del trimestre anterior a aquel para el que se establecen las garantías.
- Suma máxima de las compras diarias de 50 días consecutivos del mismo trimestre del año anterior al que se establecen las garantías.

Si en alguno de los casos anteriores sólo hubiere “d” días, con d menor que 50, en los que los agentes hayan realizado compras de energía, la cantidad obtenida se mayorará por la relación 50/d.

No obstante, los agentes vendrán obligados a comunicar al operador del mercado los cambios previstos en sus adquisiciones de energía del trimestre siempre que el valor medio diario de sus adquisiciones previstas supere el máximo entre:

- Valor medio diario del valor máximo de las compras diarias de 50 días consecutivos del trimestre anterior.
- Valor medio diario del valor máximo de las compras diarias de 50 días consecutivos del mismo trimestre del año anterior.

Si en alguno de los casos anteriores sólo hubiere “d” días, con d menor que 50 en los que los agentes hayan realizado compras de energía, la cantidad obtenida se mayorará por la relación 50/d.

En este caso las garantías exigibles se aumentarán respecto a las calculadas de la forma general en la misma proporción en que aumenten las adquisiciones.

Las garantías prestadas deberán incluir cuantos impuestos vigentes fueran exigibles a los compradores en el momento del pago por sus adquisiciones en el mercado de producción de energía eléctrica.

23.6.6 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 23.5.d

Los derechos de cobro que los agentes del mercado pueden ceder los calculará el operador del mercado en las mismas fechas que las garantías que deben prestar los agentes deudores. Dichos derechos de cobro se determinarán como el mínimo de los dos valores siguientes:

- Mínimo importe de las ventas mensuales del trimestre anterior a aquel para el que se establecen las garantías.
- Mínimo importe de las ventas mensuales del mismo trimestre del año anterior al que se establecen las garantías.

23.6.7 REVISIÓN DE LAS GARANTÍAS

La revisión de las garantías prestadas podrá efectuarse con periodicidad trimestral coincidiendo con los meses de enero, abril, julio y octubre.

Los agentes del mercado podrán revisar, de acuerdo con el operador del mercado, el importe de las garantías de operación prestadas.

Dicho importe no podrá nunca ser inferior al que se determine en aplicación de la regla 23.6.5.

Los agentes del mercado deberán modificar las garantías prestadas durante los dos primeros días hábiles posteriores al día de pago de las liquidaciones de cada mes, una vez terminado, en su totalidad, el proceso de cobros y pagos correspondiente al mes anterior.

23.7 GESTIÓN DE 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 relacionadas con las citadas garantías.

23.8 CRITERIOS DE ACTUACIÓN FRENTE A LOS INCUMPLIMIENTOS

En caso de que algún agente del mercado de producción de energía eléctrica incumpliera cualquiera de su obligación de pago derivada 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.

Así mismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, si el agente incumplidor es un consumidor cualificado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, tanto al Ministerio de Economía, a la Comisión Nacional de Energía, así como al distribuidor de zona correspondiente al mencionado consumidor.

23.9 RETRASO EN EL PAGO E INTERÉS 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.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario (MIBOR), según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día, más tres puntos porcentuales.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E * (1+i*P/360)$$

siendo:

- D: Cantidad adeudada incluidos intereses de demora.
- E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos interés de demora
- i: MIBOR + tres puntos en tanto por uno.
- P: Período de liquidación de intereses.

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.

23.10 INCUMPLIMIENTO PROLONGADO EN EL PAGO

En el supuesto de que se produzca un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un agente, que no resulte cubierto por las garantías prestadas por dicho agente, el operador del mercado se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido por el ordenamiento jurídico, en nombre y representación de los vendedores en el mercado. El incumplidor quedará obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados, que se repartirán entre los vendedores a prorrata de los derechos de cobro de cada vendedor en el mercado. Los resultados económicos de dicha reclamación los entregará el operador del mercado a los vendedores, en proporción al quebranto sufrido por cada uno de ellos.

A estos efectos se considera que se produce un incumplimiento prolongado de las obligaciones de pago por parte de un agente si transcurriesen más de 3 días desde la fecha en que el pago fuere exigible sin que se haya verificado.

23.11 FALTA DE CONSTITUCIÓN O FALTA DE ACTUALIZACIÓN DE LAS GARANTÍAS

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de cualquier comprador en el mercado de producción de energía eléctrica de cualquiera de las garantías previstas en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado, 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.

CAPITULO SEXTO

REGLAS FINALES

REGLA 24ª- DESCRIPCIÓN DE LA SECUENCIA DE LA SESIÓN DE CONTRATACIÓN

Los elementos que integran la secuencia de operaciones del mercado de producción de energía eléctrica son los siguientes:

1. Suministro por el operador del sistema al operador del mercado de 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, situación de la red de transporte, las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción de energía eléctrica, así como cualquier otra información que pudiere determinarse o estimen el operador del sistema o del mercado como relevante. De esta información se dará cuenta a los agentes del mercado en lo que afecte a sus unidades de producción y adquisición.
2. Determinación del inicio de las conexiones informáticas entre el operador del mercado, el operador del sistema y los agentes del mercado, y verificación del funcionamiento de todos los dispositivos de comunicaciones necesarias para el correcto desarrollo de la sesión de contratación.
3. Comunicación a los agentes del mercado de las informaciones relativas a sus unidades de producción o adquisición, que el operador del sistema haya puesto de manifiesto al operador del mercado, sobre el estado de la red, de la disponibilidad de sus unidades de producción y situación de las posibles restricciones técnicas, antes del inicio de la sesión de contratación.
4. Determinación de la hora de cierre de la sesión de contratación del mercado diario.
5. 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.
6. Comunicación de los elementos de los contratos formales de suministro de energía eléctrica o contratos bilaterales, en el caso de que afecten a las interconexiones internacionales.
7. Casación de ofertas económicas de venta y de ofertas de adquisición para el mercado diario.
8. Comunicación del resultado provisional (pendiente de reclamaciones) de la casación al operador del sistema, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.
9. Análisis de las reclamaciones al proceso de casación de la sesión de contratación del mercado diario que los agentes del mercado presenten al operador del mercado en la forma que se establezca en su sistema. Así mismo se analizarán las incidencias advertidas por el operador del mercado.
10. Repetición del proceso de casación del mercado diario, en caso de que alguna reclamación o incidencia sea atendible, y pueda subsanarse, en tiempo útil.

11. Comunicación, en el caso señalado en el apartado anterior, del resultado de la nueva casación al operador del sistema, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.
12. Comunicación de los elementos de los contratos formales de suministro de energía eléctrica o contratos bilaterales, en el caso de que no afecten a las interconexiones internacionales.
13. Comunicación al operador del mercado por los agentes distribuidores de la producción prevista para cada período de programación de autoprodutores y productores de régimen especial.
14. Comunicación, por los agentes cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación, al operador del mercado de las producciones previstas para cada período de programación y unidad física de producción.
15. Comunicación, por los agentes cuyas ofertas de adquisición hayan resultado casadas en la sesión de contratación, al operador del mercado de los insumos previstos para cada período de programación y nudo de conexión a la red de las demandas casadas en el resultado de la casación.
16. Comunicación del programa diario base de funcionamiento al operador del sistema, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición y a los distribuidores de los datos correspondientes exclusivamente a sus redes de distribución, agregados por cada uno de los nudos definidos y comunicados por el operador del sistema.
17. Comunicación por el operador del sistema de las restricciones técnicas que afectan a los resultados de la casación del mercado diario y determinación de la solución de las mismas, en colaboración con el operador del mercado, según el procedimiento descrito en estas reglas, aplicando los criterios de confidencialidad vigentes.
18. Publicación por el operador del mercado de las siguientes informaciones:
 - las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran, así como las modificaciones derivadas del proceso de solución de restricciones técnicas, incorporando en este caso los contratos bilaterales afectados;
 - las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera;
 - mensualmente, los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural del mercado de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran;
 - mensualmente, las ofertas presentadas por los agentes, en cada uno de los mercados diario e intradiario, una vez transcurridos tres meses desde el final del mes a que se refieran.
19. Gestión de los servicios complementarios por el operador del sistema.
20. Determinación por el operador del sistema del programa viable definitivo y comunicación del mismo al operador del mercado, informando a los agentes de mercado de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.

21. Comunicación por el operador del sistema al operador del mercado de las limitaciones a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario. Esta comunicación deberá hacerse antes de abrirse el periodo de recepción de ofertas del primer mercado intradiario, y podrá actualizarse antes de cada sesión del mercado intradiario, si la información es diferente. La información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar no podrá ser modificada por el operador del sistema durante el periodo de recepción de ofertas de las diversas sesiones del mercado intradiario.
22. Determinación de la apertura y cierre de cada sesión de contratación del mercado intradiario.
23. 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.
24. Casación de ofertas de venta y de ofertas de adquisición para cada una de las sesiones de contratación del mercado intradiario.
25. Comunicación del resultado provisional (pendiente de reclamaciones) de la casación de las sesiones de contratación del mercado intradiario al operador del sistema, informando a los agentes del mercado de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.
26. Análisis de las reclamaciones a la sesión de contratación del mercado intradiario que los agentes del mercado presenten al operador del mercado en la forma que se establezca en su sistema informático, y en tanto este procedimiento no está establecido, por fax. Así mismo se analizarán las incidencias advertidas por el operador del mercado.
27. Repetición del proceso de casación del mercado intradiario, en caso de que alguna reclamación o incidencia sea atendible, y pueda subsanarse, en tiempo útil.
28. Comunicación, en el caso señalado en el apartado anterior, del resultado de la nueva casación al operador del sistema, informando a los agentes del mercado de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.
29. Comunicación, por los agentes cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación, al operador del mercado de las producciones previstas para cada período de programación y unidad física de producción.
30. Comunicación, por los agentes cuyas ofertas de adquisición hayan resultado casadas en la sesión de contratación, al operador del mercado de los insumos previstos para cada período de programación y nudo de conexión a la red de las demandas casadas en el resultado de la casación.
31. Comunicación por el operador del sistema al operador del mercado de las restricciones técnicas que afectan a los resultados de la casación y determinación de los medios para la solución de las mismas, informando a los agentes del mercado de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición.
32. Comunicación por el operador del mercado al operador del sistema del programa de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica o programación horaria final, informando a los agentes del mercado de los datos correspondientes a sus unidades de producción o adquisición y a los distribuidores de

los datos correspondientes exclusivamente a sus redes de distribución, agregados por cada uno de los nudos definidos y comunicados por el operador del sistema.

33. Publicación por el operador del mercado de las siguientes informaciones:

- las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran, así como las modificaciones derivadas del proceso de solución de restricciones técnicas, incorporando en este caso los contratos bilaterales afectados;
- las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera;
- mensualmente, los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural del mercado de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran;
- mensualmente, las ofertas presentadas por los agentes, en cada uno de los mercados diario e intradiario, una vez transcurridos tres meses desde el final del mes a que se refieran.

34. Comunicación en cada hora por el operador del sistema al operador del mercado del programa horario operativo de las unidades de producción de energía eléctrica previo a la verificación de la medición.

35. Comunicación por el operador del sistema de los resultados de la medición correspondiente a la energía eléctrica contratada en la sesión de contratación

REGLA 25ª- HORARIO DE LAS OPERACIONES EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

25.1.- HORARIO

25.1.1 SECUENCIA DE OPERACIONES DEL MERCADO DIARIO

- a) Antes de las 8:30 horas, el operador del sistema habrá puesto a disposición del operador del mercado, las previsiones de la demanda contempladas en el artículo 28, apartado Uno, del Real Decreto-Ley 6/2000, la situación de la red de transporte, la capacidad de interconexión internacional, las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción para cada uno de los períodos horarios de programación del día siguiente, así como cualquier otra información que pudiere determinarse o que estime relevante. De esta información se pondrá a disposición de los agentes del mercado la relativa a sus unidades de adquisición o producción. A partir del momento en que el operador del sistema envíe al operador del mercado la información relativa a indisponibilidades por el procedimiento descrito en la Regla "información que debe suministrar el operador del sistema al operador del mercado", la información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento y hasta las 10:00 horas, en caso de existir modificaciones en los datos.
- b) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de venta y de adquisición, que se produce en el momento de recepción de las mismas, hasta 5 minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente sin perjuicio de lo establecido en el apartado 25.1.1 g.

- c) Antes de las 10:00 horas los agentes deberán haber comunicado al operador del mercado la energía incorporada en la ejecución de los contratos bilaterales establecidos para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente en los que estén involucradas las interconexiones internacionales.
- d) A las 10:00 horas, el operador del mercado cerrará el período de recepción y validación de las ofertas de venta y de adquisición realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario. Dichas ofertas serán netas de las obligaciones de producción y de adquisición derivadas de la ejecución de contratos bilaterales. El operador del sistema habrá comunicado las cantidades, precios y gradientes de carga de cada una de las ofertas económicas de compra o de venta correspondientes a los contratos a que se refiere el apartado 2 de la Disposición transitoria novena de la Ley del Sector Eléctrico. Las ofertas de adquisición que presenten los distribuidores incorporarán la demanda de los consumidores sujetos a tarifa regulada de la que restarán las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que viertan la energía eléctrica que produzcan en las redes de dicho distribuidor, cuando no hayan sido objeto de ofertas de venta en el mercado diario de producción. A partir de ese momento el operador del mercado realizará el proceso de casación.
- e) Antes de las 11:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema el resultado provisional del proceso de casación, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.
- f) Antes de las 11:00 horas los agentes deberán haber comunicado al operador del mercado la energía comprendida en los contratos bilaterales establecidos para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente, en los que no estén involucradas las interconexiones internacionales. Igualmente los distribuidores comunicarán al operador del mercado las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que viertan la energía eléctrica que produzcan en las redes de dicho distribuidor, cuando no hayan sido objeto de ofertas de venta en el mercado diario de producción.
- g) Una vez incorporados al resultado provisional de la casación las informaciones correspondientes a los contratos bilaterales y las producciones previsibles de aquellas instalaciones en régimen especial que no hayan sido objeto de ofertas de venta, el operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema el programa base de funcionamiento provisional, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y a los distribuidores de los datos correspondientes exclusivamente a sus redes de distribución, agregados por cada uno de los nudos definidos y comunicados por el operador del sistema.
- h) De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de treinta (30) 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.
- i) Antes de las 12:00 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 25.2.

- j) En caso de no haberse presentado reclamaciones por parte de los agentes del mercado, o incidencias por parte del operador del mercado, en el periodo de tiempo establecido (30 minutos), y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el programa base de funcionamiento provisional devendrá en programa base de funcionamiento.
- k) Antes de las 12:00 horas, los vendedores pondrán a disposición del operador del mercado y este al operador del sistema el desglose de la producción de cada una de las instalaciones que componen sus unidades de producción de acuerdo con los criterios que establezca el operador del sistema en el correspondiente Procedimiento de Operación del Sistema. Del mismo modo, los compradores pondrán a disposición del operador del mercado y este al operador del sistema, según se establece en estas reglas, el desglose de la demanda de cada uno de los puntos de suministro incluidos en sus unidades de adquisición
- l) Tomando como base el programa base de funcionamiento provisional, el operador del sistema, de acuerdo con el operador del mercado, iniciará el procedimiento de solución de restricciones técnicas del sistema. En el caso de que sea necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que el programa base de funcionamiento no resulte igual al programa base de funcionamiento provisional, el operador del sistema y el operador del mercado repetirán el procedimiento de solución de restricciones técnicas, tomando como base el programa base de funcionamiento.
- m) Antes de las 14:00 horas, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado el programa viable provisional, que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición; publicándose a continuación por parte del operador del sistema las necesidades de regulación secundaria y se iniciará el proceso de envío de ofertas del mencionado servicio complementario, que se cerrará antes de las 15:30 horas.
- n) Antes de las 16:00 horas, el operador del sistema resolverá las ofertas de prestación de servicios complementarios de regulación secundaria y lo comunicará a los agentes del mercado, según lo establecido en el Procedimiento de Operación correspondiente. Una vez finalizada esta etapa del proceso el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado el programa viable definitivo, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.
- o) Antes de las 24:00 horas, se cerrará el periodo de envío de ofertas de prestación de servicios complementarios de regulación terciaria del día siguiente.

25.1.2 SECUENCIA DE OPERACIONES DEL MERCADO INTRADIARIO

"Independientemente del proceso de casación del mercado diario se realizarán las sesiones del mercado intradiario. Al finalizar cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema el programa horario final, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición y a los distribuidores de los datos correspondientes exclusivamente a sus redes de distribución, agregados por cada uno de los nudos definidos y comunicados por el operador del sistema.

La secuencia de los procesos en cada sesión del mercado intradiario será la siguiente:

- a) Según el horario previsto en la Regla 13 y con la única condición de la publicación previa, según los criterios de confidencialidad establecidos anteriormente para el mercado diario, del programa horario final correspondiente a la anterior sesión del mercado intradiario o, en el caso de la primera sesión, de la publicación, respetando también los citados criterios de confidencialidad para el mercado diario, del programa viable definitivo correspondiente al día siguiente, se abrirá el periodo de recepción de ofertas.

El primer periodo horario de programación del horizonte de la sesión se iniciará tres horas después de la hora prevista para la apertura de la sesión, excepto en la primera sesión del mercado intradiario que se iniciará cuatro horas después de la hora prevista para la apertura de la sesión. El horizonte de programación se extenderá a todos los periodos horarios de programación para los que exista un programa viable definitivo publicado.

- b) La duración del periodo de recepción de ofertas será de cuarenta y cinco (45) minutos, excepto en el primer intradiario que será de ciento cinco (105) minutos.
- c) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de venta y de adquisición, que se produce en el momento de recepción de las mismas, hasta 5 minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente sin perjuicio de lo establecido en el apartado 25.1.2 e.
- d) El operador del mercado dispondrá de cuarenta y cinco (45) minutos 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 dispondrá de cuarenta y cinco (45) minutos para publicar, según los criterios de confidencialidad establecidos anteriormente para el mercado diario, el resultado provisional del proceso de casación; pendiente de reclamaciones o incidencias, según lo que se indica en el punto siguiente.
- e) De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de quince (15) minutos 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 período, 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.
- f) Los agentes dispondrán de quince (15) minutos a partir de la publicación, según los criterios de confidencialidad establecidos anteriormente para el mercado diario, del resultado de la casación para enviar el desglose de la energía asignada en la sesión a cada una de las unidades de producción y/o adquisición.
- g) 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 la Regla 25.2.

- h) El operador del sistema dispondrá de hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de la sesión correspondiente para elaborar, en colaboración con el operador del mercado, la propuesta de resolución de restricciones técnicas. Inmediatamente después el operador del mercado publicará, según los criterios de confidencialidad establecidos anteriormente para el mercado diario, el programa horario final, que contemplará el resultado de la resolución de restricciones.

25.1.3 OPERACIONES POSTERIORES A LA PUBLICACIÓN DEL PROGRAMA HORARIO FINAL

Tras el cierre del mercado intradiario, el operador del sistema gestionará sus necesidades para garantizar la seguridad del sistema mediante el procedimiento de gestión de desvíos, cuyo período temporal de programación comprende los períodos horarios incluidos entre su convocatoria, y el primer período horario de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario, y el de asignación de servicios complementarios según se establece en los correspondientes procedimientos de operación, poniendo a disposición del operador del mercado los resultados de las sucesivas sesiones que se vayan estableciendo por medio del denominado programa P48, que establece la última programación operativa para cada período horario de programación, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de adquisición o producción y a los distribuidores de los datos correspondientes exclusivamente a sus redes de distribución, agregados por cada uno de los nudos definidos y comunicados por el operador del sistema.

25.2 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 intradiario, 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, y adoptará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y del operador del sistema con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del sistema.

En el caso de incidencias en cualquiera de los procesos encomendados al operador del sistema, éste podrá modificar el horario de la secuencia en las operaciones posteriores al establecimiento del programa base de funcionamiento, para lo que adoptará sus mejores esfuerzos para que la información sobre el programa viable definitivo 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 las 16:00 horas del día correspondiente a la sesión de contratación de que se trate. En caso de que esto no fuera posible adoptará sus mejores esfuerzos para que dicho programa viable definitivo 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 horario final, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión del mercado intradiario, 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. La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y al operador del sistema a través del sistema de información del operador del mercado.

Cuando por problemas en los procesos del operador de sistema sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el programa horario final, el operador de sistema podrá tomar la decisión de no considerar el resultado de la casación del mercado intradiario 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 y al operador del mercado mediante el medio que establezca el operador de sistema, que deje constancia de dicha comunicación.

REGLA 26ª- COORDINACIÓN ENTRE EL OPERADOR DEL MERCADO Y EL OPERADOR DEL SISTEMA

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34.1 de la Ley del Sector Eléctrico en lo relativo a la coordinación entre el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, así como a los artículos 24 y 25 del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, 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 la que corresponda a cada uno.

Todos los ficheros se enviarán tan pronto como termine el proceso o mercado cuya información contienen, remitiéndose al operador del sistema o del mercado, según proceda, y simultáneamente a los agentes la información correspondiente a sus unidades de adquisición y producción.

Los operadores del mercado y del sistema realizarán 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.

Todo fichero enviado para corregir errores deberá tener el correspondiente informe justificativo de la corrección efectuada. El plazo durante el cual deberá enviarse el fichero corregido dependerá del fichero de que se trate. Aquellos ficheros necesarios para la casación o proceso de tiempo real se corregirán de forma inmediata.

Con respecto a los citados ficheros para la elaboración de la liquidación se procederá de la siguiente manera:

- Los ficheros necesarios para la elaboración de la liquidación tienen un plazo máximo de dos días hábiles.
- El operador del mercado realizará el cálculo de la liquidación con aquellos ficheros en los que se incluye toda la información agregada del mercado o proceso correspondiente.
- Cuando estos ficheros agregados correspondan a la acumulación de ficheros horarios en los que se incluya la misma información correspondiente a diversos periodos horarios de un día determinado, el operador del mercado procederá a la validación correspondiente. En los casos en los que el fichero de cierre no coincida con los ficheros horarios no será considerado válido procediéndose a su envío al operador del sistema.
- La liquidación que de forma diaria realiza el operador del mercado no incluirá los ficheros que no han superado la validación y enviará un mensaje a todos los agentes y al operador del sistema indicando los motivos por los que no se incluye dicho fichero.

- Transcurridos tres días hábiles, dicho fichero se incluirá en el cálculo de las liquidaciones indicando que los valores son provisionales pendientes de su corrección.

26.1 INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL OPERADOR DEL SISTEMA AL OPERADOR DEL MERCADO

El operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado y la liquidación de las transacciones efectuadas mediante los ficheros establecidos en la versión vigente del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM/Agentes", acordado entre ambos operadores en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del sistema.

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 horario, excepto en los programas horarios operativos. Se comprobará que los ficheros de programas corresponden a la acumulación del programa previo más los redespachos del mismo. 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. Igualmente se comprobará que no existen redespachos de energía con etiquetas distintas a las permitidas en las especificaciones de los ficheros.

La información enviada por el operador del sistema será la que a continuación figura:

26.1.1 MERCADO DIARIO

- Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de producción.

Este fichero será enviado por el operador del sistema cada vez que sea actualizada esta información.

- Fichero de previsión de demanda.

Este fichero será enviado por el Operador del Sistema cuando se modifique su información, de conformidad con lo establecido en el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000.

- Información enviada antes del cierre de la sesión:
 - Ofertas de los contratos internacionales a largo plazo de Red Eléctrica de España, S.A.

26.1.2 PROCESOS DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS DEL PROGRAMA BASE DE FUNCIONAMIENTO

Información del resultado de la solución de restricciones técnicas realizada por el operador del sistema:

- Redespachos por restricciones técnicas:

Este fichero contiene la información de las alteraciones al programa básico de funcionamiento debido a la solución de restricciones técnicas.

- Limitaciones a la posibilidad de alterar la asignación a las unidades de producción en el proceso de recuadre:

Este fichero contiene la información de las limitaciones a subir y/o bajar a unidades de producción para cumplir los criterios de seguridad

- Programa diario viable provisional (PVP):

Este fichero será el resultado de la suma del programa base de funcionamiento (PBF), las alteraciones al programa debidas a las restricciones técnicas y sus recuadres.

- Subasta de capacidad de las interconexiones

Ingresos obtenidos por el operador del sistema como resultado de las distintas subastas de capacidad de la interconexión.

26.1.3 MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA

- Asignación de la regulación secundaria:

- Asignación de regulación secundaria:
Banda asignada a subir y bajar a cada unidad de producción.

- Precios de asignación de secundaria:
Fichero con los precios marginales resultantes de la asignación de banda de regulación secundaria

- Resultado de la asignación de la regulación secundaria, seguimiento en tiempo real:

- Valores horarios de las variables necesarias para efectuar las anotaciones y proceder a las liquidaciones correspondientes a los resultados en tiempo real del comportamiento de las zonas de regulación secundaria.

- Energía de regulación secundaria aportada a subir y a bajar.

- Precios de la energía de regulación secundaria aportada a subir y a bajar.

- Programa diario viable definitivo (PVD):

- Programa final resultante del mercado diario. Este programa coincidirá con el programa diario viable provisional (PVP)

26.1.4 MERCADO INTRADIARIO:

- Fichero de previsión de demanda.

Este fichero será enviado por el Operador del Sistema cuando se modifique su información, de conformidad con lo establecido en el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000.

- Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de producción:

Este fichero será enviado por el operador del sistema cada vez que sea actualizada esta información.

Información enviada antes de la apertura de la 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, antes de cada mercado intradiario. La información contenida en este fichero será coherente con la información contenida en el fichero de indisponibilidades.

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 al operador 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.

Este fichero será enviado por el operador del sistema antes de la apertura de cada sesión, siempre que modifique su información respecto a la anterior sesión.

Información enviada después de la casación de la sesión:

- Redespachos por restricciones técnicas:

Este fichero contiene la información de las alteraciones al resultado de la casación de cada mercado intradiario.

- 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 el operador del sistema por no haber podido programarlas por alguna razón.

26.1.5 PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN DE DESVÍOS

- Asignación de desvíos:

Fichero con las energías asignadas en el programa horario operativo por desvíos comunicados y por resolución de desvíos.

- Redespachos de desvíos:

Este fichero contiene las modificaciones de energía entre el programa horario final y el programa horario operativo y su hora de publicación. En el caso de resolución de desvíos se indicará el precio.

- Redespachos de desvíos comunicados que están considerados en cada convocatoria de gestión de desvíos.

26.1.6 SERVICIO COMPLEMENTARIO DE REGULACIÓN TERCIARIA

- Asignación de regulación terciaria:

Fichero con las energías asignadas en el programa horario operativo por el servicio complementario de regulación terciaria

- Redespachos por el servicio complementario de regulación terciaria:

Este fichero contiene las modificaciones de energía entre el programa horario final y el programa horario operativo, indicando a qué precio.

26.1.7 SITUACIONES EXCEPCIONALES O DE EMERGENCIA

- Asignación de energía:

Fichero con las energías asignadas en el programa horario operativo por situaciones de emergencia

- Redespachos por emergencia:

Este fichero contiene las modificaciones de energía entre el programa horario final y el programa horario operativo. En el caso de que hayan sido resueltas con la oferta de regulación terciaria se hará constar dicha circunstancia y el precio.

- Asignación de banda por mecanismo excepcional:

Se indicará la banda a subir y/o bajar asignada por mecanismo de emergencia.

- Oferta de terciaria de las unidades de producción asignadas por restricciones técnicas:

En el caso de unidades de producción asignadas por mecanismos de emergencia cuya energía se valore según su oferta de regulación terciaria, se comunicará la oferta completa de energía en el sentido en que fue asignada.

26.1.8 MEDIDAS

- Datos estructurales de puntos frontera, que contienen la siguiente información:

- Identificación del punto frontera: Código y descripción
- Actividades a un lado y otro de la frontera que se define.
- Unidades de producción o adquisición con las que se relaciona a ambos lados de la frontera.
- Códigos de las empresas situadas a ambos lados de la frontera.
- Cualquier otra información estructural necesaria para aplicar correctamente las pérdidas de transporte y distribución.

Cualquier modificación de estos datos o alta o baja de puntos frontera habrá de ser comunicada.

- Valores horarios provisionales de los puntos frontera, con indicación de la procedencia (activa o reactiva) y la clase de medida (Principal, redundante, comprobante, estimada o transitoria)
- Valores horarios definitivos de los puntos frontera, con indicación de la procedencia (activa o reactiva) y la clase de medida (Principal, redundante, comprobante, estimada o transitoria)
- Valores horarios provisionales de medida de las unidades de producción y adquisición.
- Valores horarios definitivos de medida de las unidades de producción y adquisición.
- Valores mensuales definitivos de puntos frontera
- Valores horarios provisionales de pérdidas en la red de transporte
- Valores horarios definitivos de pérdidas en la red de transporte.
- Acumulados horarios entre actividades
- Valores de desvíos entre fronteras internacionales y programas internacionales, para Portugal, Francia, Andorra y Marruecos.

Plazos de envío de las informaciones relativas a las medidas:

1. Con periodicidad diaria y antes de las 10:30 horas se enviarán las posibles modificaciones a los mismos y altas o bajas en puntos frontera.
2. Las medidas horarias provisionales de los puntos frontera y de las unidades de producción y adquisición, los valores horarios provisionales de pérdidas en la red de transporte, los acumulados horarios entre actividades y los desvíos de regulación entre sistemas se enviarán todos los días antes de las 11:00 horas.
3. Las medidas horarias definitivas de los puntos frontera y de las unidades de producción y adquisición, los valores mensuales definitivos de los puntos frontera, los valores horarios definitivos de pérdidas en la red de transporte y los acumulados horarios entre actividades, se enviarán antes de las 18 horas del segundo día hábil del mes siguiente.

Se validará que todos los valores de medida estén referidos a puntos frontera y unidades de producción o adquisición dadas de alta en el sistema de información del operador del mercado.

26.1.9 GARANTÍA DE POTENCIA

- Producciones netas mensuales de las centrales de bombeo mixto realizadas con aportaciones propias en los últimos cinco años naturales.
- Producciones netas mensuales de las centrales hidráulicas convencionales en los últimos cinco años naturales.

Plazos de envío de las informaciones relativas a la garantía de potencia:

El fichero de volumen útil de llenado de centrales de bombeo puro se enviará al día siguiente.

Las producciones netas históricas de las centrales hidráulicas de bombeo mixto y convencionales, se enviarán no más tarde del mes de enero del año n para los 12 meses del año n-1.

26.1.10 CONTRATOS INTERNACIONALES SUSCRITOS POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA S.A.

- Valores de coste fijo y variable y energías correspondientes a la liquidación mensual de los contratos de importación de EDF, de exportación a EDF y de exportación a ONE, suscritos antes del 31.12.97, que son a los que se refiere el apartado 3º de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997.
- Los plazos de envío de las informaciones relativas a los Contratos Internacionales suscritos por Red Eléctrica de España S.A. tendrán que estar a disposición del operador del mercado antes del tercer día hábil anterior al día de cobros y pagos, fijado en la Regla 22.7.

26.1.11 COORDINACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN Y ADQUISICIÓN

Unidades de producción y adquisición en la base de datos del operador del sistema.

Cualquier cambio en que pueda afectar a los procesos de comunicación de dicha información deberá ser acordada entre el operador del mercado y el operador del sistema, fijando conjuntamente la fecha para de entrada en vigor de los cambios considerados.

26.2 INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL OPERADOR DEL MERCADO AL OPERADOR DEL SISTEMA

El operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema la información necesaria para la realización de los sus procesos de gestión mediante los ficheros establecidos en la versión más actualizada del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM/Agentes", acordado entre ambos operadores en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ellos, y publicado por el operador del sistema.

Dentro de las validaciones que efectuará el operador del sistema, comprobará que los ficheros de los programas corresponden a la acumulación del programa previo más los redespachos del mismo.

El operador del mercado deberá suministrar al operador del sistema la siguiente información:

Mercado Diario:

- Programa base de casación.(PBC)

Este fichero contiene el resultado de la asignación de energía solución del proceso de casación del mercado diario.

- Precios marginales del mercado diario.

Fichero con los precios marginales resultante de la casación

- Datos de las ofertas del mercado diario

Este fichero contiene todas las ofertas válidas recibidas en el proceso de mercado diario casadas y no casadas.

- Orden de precedencia económica del mercado diario

Este fichero contiene las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas ordenadas según los criterios establecidos en la regla correspondiente.

- Datos de los contratos bilaterales.

Este fichero contiene los contratos bilaterales recibidos por el operador del mercado y la información del coste en pesetas/kWh para la adquisición de la capacidad disponible en la interconexión, en caso de producirse restricciones en la misma.

- Programa diario base de funcionamiento(PBF).

- Este fichero será el resultado de la suma al programa base de casación (PBC), de los autoprodutores y productores en régimen especial declarados por los agentes de la energía que esté previsto ceder a los distribuidores y de los contratos bilaterales ejecutados.
- Desgloses de las producciones previstas para las unidades de producción y de los insumos de las unidades de adquisición al mercado diario.

Procesos de solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento:

- Redespachos del programa diario viable provisional con precios.

Este fichero contiene los recuadros a las alteraciones al PBF, solución de restricciones técnicas.

Mercado Intradivario:

- Resultado incremental de la casación de cada mercado intradivario
- Este fichero contiene la información resultado incremental de la casación del mercado intradivario, respecto al PVD en el caso de la primera sesión o respecto al programa horario final de mercado anterior en el resto de sesiones.
- Resultado acumulado de la casación de cada mercado intradivario
- Este fichero contiene la información acumulada resultado de la casación del mercado intradivario.
- Precios marginales resultantes de cada sesión del mercado intradivario.
- Fichero con los precios marginales resultante de la casación

- Datos de las ofertas recibidas de cada mercado intradiario
- Este fichero contiene todas las ofertas válidas recibidas en el proceso de mercado diario casadas y no casadas.
- 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.
- Desgloses de las producciones acumuladas previstas para las unidades de producción y de los insumos de las unidades de adquisición al mercado de cada sesión del mercado intradiario.
- Programa horario final resultado de cada sesión del mercado intradiario(PHF).

Este fichero coincide con la suma del programa acumulado resultado de la casación, más los redespachos solución de restricciones técnicas.

Coordinación de la información de las unidades de producción y adquisición

- Unidades de producción y adquisición en el sistema de información del operador del mercado.

Cualquier cambio en que pueda afectar a los procesos de comunicación de dicha información deberá ser acordada entre el operador del mercado y el operador del sistema, fijando conjuntamente la fecha para de entrada en vigor de los cambios considerados.

REGLA 27ª - RÉGIMEN DE LA OPERACIÓN EN EL MERCADO

- 27.1** Corresponde a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., como operador del mercado y responsable de la gestión económica del sistema, la realización de todas las funciones necesarias para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, en especial, del mercado diario y del mercado intradiario, del régimen de liquidaciones y, en general, las que le asignan las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.
- 27.2** 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.
- 27.3** 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 de Funcionamiento y en los sistemas de información y comunicación integrados en el sistema de información del operador del mercado

- 27.4** A los efectos del cumplimiento de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento y, en especial, en la Regla 27.3., el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado los programas y documentación asociada al sistema de información del operador del mercado, a utilizar por estos, así como las modificaciones y nuevas versiones que de tales programas se produzcan. Dicha puesta a disposición se articulará a través de convenios a celebrar por el operador del mercado con cada uno de los agentes del mercado, en los que se determinará la forma y condiciones de la cesión. Los convenios comprenderán también la prestación por el operador del mercado a los agentes de los servicios de asistencia, formación específica, aptitud del personal de operación directa en el mercado y sistema de pruebas para el mejor funcionamiento del mercado y garantía de su operación.
- 27.5** 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 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, 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.

REGLA 28ª- ENTRADA EN VIGOR, DURACIÓN Y MODIFICACIONES DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

- 28.1** Las Reglas de Funcionamiento del Mercado entrarán en vigor en la fecha de la resolución del Ministerio de Economía que las apruebe, en los términos establecidos en el Artículo 27.3 del Real Decreto 2019/97 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.
- 28.2** Por virtud de lo establecido en el Artículo 27.3 del Real Decreto 2019/97 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 Economía, 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 del Sector Eléctrico y en sus normas de desarrollo.

El operador del mercado vendrá obligado a presentar al Ministerio de Economía 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 Energía.

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 Economía as 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.

- 28.3** 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.

REGLA 29ª- NOTIFICACIONES Y PRESENTACIÓN DE RECLAMACIONES AL OPERADOR DEL MERCADO

29.1 NOTIFICACIONES

29.1.1 Cualesquiera notificaciones 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 de antelación a que se produzca tal cambio.

29.1.2 Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

29.2 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:

- a) Las reclamaciones serán realizadas a través de la aplicación informática del sistema del operador del mercado destinada a esta función siempre que la misma esté disponible, admitiéndose el uso del FAX, exclusivamente en caso de fallo de la misma.
- b) 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.
- c) 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.

- d) 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.
- e) 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.
- f) 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.

REGLA 30ª- LEGISLACIÓN APLICABLE Y SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

30.1 Serán de aplicación a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado las leyes españolas.

30.2 Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional undécima, tercero, apartado 2, función segunda de la Ley 34/1998 de 7 de Octubre del Sector de Hidrocarburos y en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, respetando las competencias de la Comisión Nacional de Energía, se someten, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha Comisión, de acuerdo con el artículo 8.1.10ª de la Ley 54/1997, 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 de Arbitraje de Derecho Privado de 5 de diciembre de 1988 y, por consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. 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 31ª- PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN

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 los distribuidores sobre los datos correspondientes exclusivamente a su red de distribución, agregados por cada uno de sus nudos eléctricos definidos y comunicados por el operador del sistema, sobre la que los distribuidores deberán guardar confidencialidad.

Para suministrar información al público en general el Operador del Mercado podrá hacer uso de su WEB público.

REGLA 32- CONVERSIÓN AL EURO DEL PRECIO INSTRUMENTAL DE LAS OFERTAS DE ADQUISICIÓN.

El precio instrumental mencionado en las reglas 5.5.5, 15.3.2.6 y 15.8.1.8 de 30 PTA/kWh será, expresado en euros, de 18,030 céntimos.

REGLA TRANSITORIA.

En un plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente resolución, las personas físicas que estén habilitadas en el uso de los medios de comunicación electrónicos del operador del mercado para actuar en nombre de más de un agente, o que estando habilitadas para actuar en nombre de un agente mantengan relación de servicios dependientes con agente distinto de aquél en nombre del cual actúen, deberán manifestar al operador del mercado la habilitación que, ajustada a lo previsto en las reglas 4.1.4 y 5.1.3, pretenden mantener. Transcurrido dicho plazo de tres meses el operador del mercado procederá a cancelar las habilitaciones en las que no se cumpla el requisito de representación individual en los términos que establecen las referidas Reglas.