




COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



**INFORME SOBRE EL DESARROLLO
DE LA 25ª SUBASTA CESUR
PREVISTO EN EL ARTÍCULO 14.3
DE LA ORDEN ITC/1659/2009, DE 22
DE JUNIO**

7 de enero de 2014

Índice

1. Consideraciones previas	6
2. Normativa aplicable	8
2.1 Entidad responsable de la gestión de la subasta	8
2.2 Alcance de la función de supervisión de la CNMC	9
2.3 Normativa específica de la subasta	11
3. Contexto general en el que se celebra la 25ª subasta CESUR: evolución de los precios en los mercados mayoristas durante el mes de diciembre	13
3.1. Análisis del mercado mayorista a plazo	15
3.1.1. Negociación en el mercado OTC en 2013	15
3.1.2. Negociación en contratos con vencimiento al día siguiente (contratos <i>day-ahead</i>) en el mercado OTC	18
3.2. Mercado mayorista al contado (spot)	21
3.3. Liquidación negativa de los adjudicatarios vendedores en las últimas subastas CESUR: 23ª y 24 subastas	36
3.4. Conclusiones del contexto general en el que se ha celebrado la 25ª subasta CESUR	40
4. Evolución de la 25ª subasta CESUR	41
4.1 Principales características de la subasta	42
4.2 Calificación de agentes en la subasta	44
4.3 Retiradas de volumen por rondas	45
4.4 Exceso de oferta.	49
4.5 Ronda de cierre de la subasta	53
4.6 Precio de equilibrio de la subasta	54
4.7 Liquidez de las referencias de precio del contrato Q1-14 en los mercados a plazo	58
4.8 Conclusiones sobre la evolución de la 25ª subasta CESUR	60
5. Conclusiones de la CNMC de la supervisión de la 25ª Subasta CESUR	62
ANEXO I: PRONUNCIAMIENTO SOBRE LA 25ª SUBASTA CESUR	66
ANEXO II: MEJORAS PROPUESTAS A LAS SUBASTAS CESUR DESDE 2009	71

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE EL DESARROLLO DE LA 25ª SUBASTA CESUR
PREVISTO EN EL ARTÍCULO 14.3 DE LA ORDEN ITC/1659/2009, DE 22
DE JUNIO

Con fecha 20 de diciembre de 2013, y en cumplimiento de lo establecido en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, y la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) emitió su pronunciamiento sobre la 25ª subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013, en el que esta Comisión concluye que no procede validar la subasta.

El artículo 14.3 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, especifica que en el supuesto de que una subasta CESUR son sea validada, la CNMC deberá hacer público, en un plazo de dos semanas desde la celebración de la subasta, un informe detallando los motivos que justificaron su decisión.

El presente informe parte del hecho que la 25ª subasta CESUR tuvo lugar en un contexto excepcional de los mercados eléctricos, que tuvo su reflejo en el mantenimiento durante varias semanas de precios del mercado de contado de electricidad particularmente elevados, que han afectado a las cotizaciones de los contratos negociados en los mercados a plazo, con especial relevancia en el contrato del primer trimestre de 2014, equivalente al subastado en la 25ª CESUR.

En este sentido, desde el día 2 al 19 de diciembre de 2013, fecha en la que tuvo lugar la 25ª subasta CESUR, los precios en el mercado mayorista spot registraron niveles que no se habían producido desde el año 2002, representando un incremento de un 60-70% con respecto a la semana anterior, cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh.

En este contexto, los agentes que resultaron adjudicatarios de anteriores subastas CESUR, especialmente la 24ª en la que se subastó el producto con vencimiento en el cuarto trimestre de 2013 (Q4-13), han obtenido una liquidación negativa (pérdidas en la liquidación del contrato subastado en CESUR contra el precio spot subyacente de 32,85 €/MWh en promedio por cada MW adjudicado de producto base). Esta circunstancia ha afectado tanto al nivel de participación en la 25ª subasta CESUR, como a las mayores retiradas de volumen en dicha subasta, para resultar adjudicatarios de un menor volumen ante unas expectativas inciertas sobre los beneficios que pueden obtener.

Este entorno de precios del mercado de contado en el periodo comprendido entre el 2 y el 19 de diciembre fue trasladado de manera inmediata a los mercados a plazo, y en particular al producto Q1-14, producto negociado en la 25ª subasta CESUR el día 19 de diciembre, que resultó más de un 7% superior

a las referencias de los mercados a plazo el día anterior a su celebración, y alcanzó su valor máximo en OMIP, con 58,90 €/MW, el mismo día de celebración.

Sin embargo, no se considera que la concatenación de hechos registrados durante el periodo de análisis pueda ser extrapolada al primer trimestre de 2014, dado que el contexto en el que se ha producido la subida de precios descrita anteriormente no tiene por qué mantenerse en 2014. En particular, el primer trimestre suele registrar una producción eólica e hidráulica elevada por motivos estacionales; la indisponibilidad prevista por el Operador del Sistema se sitúa por debajo de los 2.000 MW durante casi todo el trimestre, mientras que en diciembre se situó entre 4.000 y 6.000 MW, fundamentalmente por la inusual indisponibilidad de grupos nucleares durante el período; finalmente, las entradas de gas procedentes de Argelia se han normalizado a partir del 26 de diciembre de acuerdo con la programación prevista por Enagás.

La evolución de la cotización del contrato Q1-14 en fechas posteriores a la celebración de la subasta ratifica el argumento anterior, al haberse corregido el incremento registrado durante el mes de diciembre, con un descenso del 14,8% respecto al precio de CESUR-25, hasta los 52,65 €/MWh del 27 de diciembre, situándose en valores muy inferiores a los obtenidos en el periodo de análisis (del 2 al 19 de diciembre).

El escenario descrito anteriormente de fuerte incremento de precios en el mercado al contado ha afectado al desarrollo de la 25ª subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013, en la que se advierte la concurrencia de circunstancias atípicas:

- Se registró un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta muy inferior al de otras subastas con volumen subastado similar (un 11,5% inferior al de la 22ª y 24ª CESUR). Dicho volumen de calificación es el más bajo desde que se celebra la subasta CESUR con las actuales reglas (un 25% inferior al promedio desde la undécima subasta CESUR).
- Se registraron retiradas de volumen agregado por ronda superiores en un 55% al promedio de las acontecidas en las subastas 22ª y 24ª. En particular, ésta es la mayor retirada de volumen en la primera ronda de la subasta desde la 11ª CESUR, situando la ratio de elegibilidad muy por debajo de los valores registrados hasta entonces y con un descenso mucho más acusado.
- Se advierte un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, de que el exceso de oferta se encontraba en tramos inferiores al tramo ciego (definido como aquel en el que el exceso de oferta es superior al 200%). Concretamente, por primera vez, al finalizar la ronda 3 los agentes supieron que se encontraban con un

exceso de oferta inferior al 200%, saltando dos tramos hasta el rango de 150-175% de exceso, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010.

- Como consecuencia, la 25ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12.
- El precio del producto base resultante de la subasta 25ª CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados a plazo (OTC: 57,67 €/MWh) y (OMIP: 57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta, siendo este diferencial el máximo registrado desde la entrada en vigor de la TUR, en julio de 2009.
- Las variaciones de precios diarias y los diferenciales de precios en una misma sesión de negociación del contrato Q1-14, que tiene un nivel de liquidez alto, reflejan la incertidumbre de los participantes en el mercado acerca de las referencias de precios y se consideran una anomalía en mercados eficientes.

En este contexto de precios elevados, la 25ª subasta CESUR hubiera proporcionado una única referencia de precio (61,83 €/MWh) a trasladar directamente a la fórmula del coste de la energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR), dando lugar al denominado “efecto evento” por incluir en dicha fórmula el precio de una única subasta. En este sentido, cabe recordar que los informes de mejoras realizados desde 2009 han venido proponiendo la *flexibilización del esquema de las citadas subastas*, aumentando el número de subastas de productos similares con un determinado periodo de liquidación (subastas de “productos solapados”), lo que permitiría aumentar *la presión competitiva, disponer de más referencias de precios de cada periodo trimestral y reducir las variaciones trimestrales del coste de la energía de la TUR*.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, esta Comisión confirma y complementa el pronunciamiento emitido con fecha 20 de diciembre sobre no validación de la subasta, como consecuencia de las circunstancias anteriores, que han dado lugar a que la subasta se haya desarrollado en un entorno de insuficiente presión competitiva.

INFORME SOBRE EL DESARROLLO DE LA 25ª SUBASTA CESUR PREVISTO EN EL ARTÍCULO 14.3 DE LA ORDEN ITC/1659/2009, DE 22 DE JUNIO

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 7 de enero de 2014, ha aprobado el presente informe, relativo al desarrollo de la 25ª subasta CESUR, previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

1. Consideraciones previas

- (1) Con fecha 19 de diciembre de 2013, desde las 9:00 horas, hasta las 10:50 horas, se celebró la 25ª subasta CESUR en los términos indicados en las Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía, de 11 de junio de 2010, de 20 de noviembre y de 11 de diciembre de 2013, y demás normativa de aplicación.
- (2) De acuerdo con los *Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas*, incluidos en el Anexo de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso:
 - La entidad responsable de la gestión de la subasta (OMIE) declarará suspendida la subasta si el número de participantes calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva [criterio 9].
 - La entidad responsable de la gestión de la subasta podrá decidir paralizar las rondas o cancelar la subasta en caso necesario (por ejemplo, por errores en las ofertas, incumplimiento de los procedimientos establecidos, mal funcionamiento de los sistemas) [Criterio 18].
 - Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá validar los resultados, confirmando que el proceso de la subasta se ha desarrollado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria [criterio 19].
- (3) Con fecha 20 de diciembre de 2013, a las 4:15 horas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) emitió su

pronunciamiento sobre la 25ª subasta CESUR, en la que concluye que no procede validar la subasta¹.

- (4) De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, la CNMC dispone de dos semanas para detallar los motivos que justificaron la no validación de los resultados de dicha subasta.
- (5) A efectos de cumplir con dicho mandato procede la elaboración del presente informe, cuyo objeto es recoger el análisis de supervisión de la 25ª subasta CESUR, para lo que resulta imprescindible disponer de información sobre las transacciones realizadas por los agentes tanto en el mercado de contado como en los mercados plazo, en los meses previos a la celebración de la subasta, así como el mismo día de su celebración.
- (6) La CNMC, si bien dispone de información completa respecto de dichas transacciones en el mercado al contado y en el mercado a plazo gestionado por OMIP, no cuenta con dicha información respecto a las transacciones efectuadas en el mercado OTC.
- (7) Por ello, con fecha 20 de diciembre de 2013, al amparo del Convenio de Colaboración entre la extinta CNE y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (como entidad supervisora de dicho mercado), la CNMC solicitó a la CNMV la remisión, a la mayor brevedad posible, de la información sobre las transacciones realizadas en el mercado OTC de todos los contratos con subyacente el precio del mercado diario español que se han negociado en dicho mercado desde el 1 de noviembre hasta el 20 de diciembre de 2013.
- (8) Con fecha 26 de diciembre, la CNMV puso en conocimiento de esta Comisión que, a pesar de que ha solicitado a los agentes de intermediación la información requerida antes del 27 de diciembre, dada la complejidad de la información y las fechas en las que se solicita, estos podrían solicitar ampliación de plazo.
- (9) A fecha de aprobación de este informe, no se ha recibido la información solicitada, por lo que no se incluyen consideraciones sobre las contrapartes que han realizado transacciones del contrato Q1-14 en el mercado OTC.

¹ Se incorpora como Anexo I del presente informe el pronunciamento emitido.

2. Normativa aplicable

2.1 Entidad responsable de la gestión de la subasta

- (10) La organización y gestión de las subastas CESUR, así como las correspondientes liquidaciones, se asignan al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE), de conformidad con lo establecido en el artículo 33.2 k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico².
- (11) El artículo 7 de la Orden ITC 1601/2010, de 11 de junio, señala que la entidad responsable de la realización de las subastas CESUR, entre otras tareas, deberá elaborar una propuesta de reglas que deberán adaptarse a los criterios generales establecidos en el anexo de dicha orden y que finalmente habrán de ser aprobadas por Resolución del Secretario de Estado de Energía. Asimismo, se encargará de informar a los potenciales participantes de la subasta, sobre la calificación de los agentes, sobre la organización de la subasta, así como de proporcionar toda la información que sea necesaria a la entidad responsable de la supervisión de la subasta en el formato y plazos que ésta solicite a través de sus representantes.
- (12) En el ámbito funcional asignado al citado Operador, le corresponden asimismo las siguientes atribuciones:

De acuerdo con criterio 9 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010, corresponde al gestor de la subasta declarar la suspensión de la misma *“si el número de participantes calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva”*. A estos efectos, *“la entidad responsable de la gestión de la subasta informará de este hecho a los representantes de la Comisión Nacional de Energía y declarará suspendida la subasta. Asimismo, la entidad gestora de la subasta deberá informar a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de Energía, tanto antes como durante la celebración de la subasta, sobre las condiciones de competencia en la misma”*.

En el criterio 18 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, se determina que: *“La entidad responsable de la gestión de la subasta podrá decidir paralizar las rondas o cancelar la subasta en caso necesario (por*

² Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

ejemplo, por errores en las ofertas, incumplimiento de los procedimientos establecidos, mal funcionamiento de los sistemas)”.

- (13) Por último, en el Anexo de la Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la Secretaria de Estado de Energía por la que se aprueban determinados parámetros de la 25ª subasta CESUR, se establece, al igual que en anteriores subastas, un procedimiento de reducción de volumen que tiene por objeto asegurar una suficiente presión competitiva durante la celebración de la subasta y cuya aplicación, en el caso de que se dieran las circunstancias establecidas normativamente para su activación, corresponde a la entidad gestora de la subasta, bajo la supervisión de la CNMC. Se señala que dicho procedimiento de reducción de volumen es propuesto a la SEE por la Entidad Gestora de la subasta.

2.2 Alcance de la función de supervisión de la CNMC

- (14) La función de supervisión de la CNMC se concreta, principalmente, en dos Órdenes Ministeriales:
- la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, y
 - la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.
- (15) De acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá la función de supervisión de la subasta y en particular la de validación de sus resultados, a los efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, competitivo y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma, y de validación de resultados.

El criterio 19 del anexo de la citada Orden, precisa que antes de que transcurran 24 horas desde el momento de la finalización de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá validar los resultados de la misma, confirmando que el proceso de la subasta se ha desarrollado en los términos antes descritos.

Por su parte, las Reglas de la Subasta, en particular sus apartados 3.2, 9.2 y 9.6 reiteran lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, señalando que la CNMC deberá verificar que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente, competitiva y no discriminatoria, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma.

- (16) En términos similares, se pronuncia la Orden ITC 1659/2009, de 22 de junio, en particular su artículo 14.1 cuando se refiere a la detección por parte del Organismo regulador de tales comportamientos u otras faltas.
- (17) A la vista de la normativa antes citada, se concluye que la CNMC en el ejercicio de su función supervisora de la subasta, en particular, su función de validación, tiene que proceder a verificar la concurrencia de las siguientes circunstancias:
- a) que el proceso de subasta ha sido objetivo, transparente, competitivo y no discriminatorio,
 - b) que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva,
 - c) que no se aprecia la existencia de comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la subasta.

En este contexto debe pronunciarse la CNMC, determinando la validación de la subasta cuando concurren todas las circunstancias referidas.

- (18) La potestad supervisora de la CNMC se completa en el artículo 14.3 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, donde se especifica que en el supuesto de que una subasta CESUR sea declarada no válida, la CNMC deberá hacer público, en un plazo no superior a dos semanas desde la celebración de la subasta, un informe detallando los motivos que justificaron su decisión.
- (19) Finalmente, el artículo 6 de la Orden ITC 1601/2010, de 11 de junio, y el criterio 21 de su Anexo prevén que después de cada subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elabore un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía³.

Los informes realizados desde 2009 han venido proponiendo la *flexibilización del esquema de las citadas subastas*, aumentando el número de subastas de productos similares con un determinado periodo de liquidación (subastas de “productos solapados”). En concreto, los sucesivos informes pusieron de relieve la necesidad de realizar subastas

³ En el Anexo 2 de este informe se resumen las propuestas de mejoras realizadas desde 2009 en sucesivos informes en relación con el mecanismo de subastas CESUR.

trimestrales de productos solapados, por ejemplo, productos trimestrales y semestrales o productos trimestrales y anuales (año móvil), lo que permitiría aumentar *la presión competitiva, disponer de más referencias de precios de cada periodo trimestral y reducir las variaciones trimestrales del coste de la energía de la TUR*. Dichas propuestas de mejora tenían por objeto minorar la probabilidad de que un acontecimiento determinado que afecte significativamente al precio de referencia en el momento de celebración de la subasta CESUR (“efecto evento”) se traslade directamente al coste de la energía de la TUR, por tener una única referencia procedente de una sola subasta. Por otra parte, se consideraba esencial que *el Organizador de la subasta proponga los criterios aplicables para la suspensión de la subasta, tanto antes como durante la celebración de la subasta*, a la Secretaría de Estado de Energía y, una vez aprobados, notificar estos criterios al Regulador.

2.3 Normativa específica de la subasta

- (20) Con fecha 17 de junio de 2010 se publicó en el BOE la Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR (las Reglas de la Subasta) y se establecen las características de la undécima subasta. Dichas reglas están vigentes desde la undécima subasta CESUR.
- (21) De acuerdo al criterio 10 del anexo de la Orden ITC/1601/2010, con fecha 15 de noviembre de 2013, la entidad responsable de la gestión de la subasta celebró una sesión informativa para aquellos agentes interesados en participar en la vigesimoquinta subasta CESUR.
- (22) La Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigesimoquinta subasta CESUR, determina entre otros, los productos a subastar (base y punta para el primer trimestre de 2014), las cantidades máximas a subastar de cada producto y el calendario de la subasta (fecha de celebración y plazo de finalización de los procesos de precalificación y calificación).
- (23) El 28 de noviembre de 2013 se celebró un ensayo de la subasta en las oficinas de OMIE y el 11 de diciembre de 2013 se celebró un ensayo con los agentes calificados desde sus propias instalaciones, de acuerdo a lo establecido en el criterio 10 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010.
- (24) La Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados parámetros de la vigesimoquinta subasta CESUR, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, establece, entre otros parámetros, el Volumen Objeto de

Subasta (VOS). Ese volumen es inferior, en el caso del producto base, a la cantidad máxima de producto a subastar inicialmente establecida en el apartado sexto de la Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía.

- (25) El 9 de diciembre de 2013, a las 13:00 horas, finalizaron los plazos de precalificación y calificación de los agentes vendedores en la subasta. El plazo para la actualización de los volúmenes de calificación y ofertas indicativas, finalizó el 16 de diciembre de 2013, a las 13:00 horas.
- (26) De acuerdo con el apartado 9 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010, antes de la celebración de la subasta, la eventual suspensión de la misma es potestad de la entidad responsable de su gestión (OMEL Mercados), pudiendo producirse dicha suspensión únicamente si el número de participantes calificados fuera insuficiente o si, una vez finalizada la calificación, se tuvieran argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva para la celebración de la subasta.
- (27) El 16 de diciembre de 2013 (finalizada la calificación de los agentes), la entidad responsable de la gestión de la subasta certificó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que los procesos previos a la subasta se habían realizado de acuerdo a las Reglas vigentes para la vigesimoquinta subasta CESUR, proporcionándose a todos los agentes la misma información, siendo esta información suficiente y necesaria, y no habiéndose producido incidencias, ni ninguna reclamación formal por parte de los agentes interesados. Asimismo, certificó que los procesos de precalificación y calificación se habían realizado de forma objetiva, transparente, competitiva y no discriminatoria, y de acuerdo a la normativa vigente, considerando que el número de sujetos calificados era suficiente y que no existían argumentos que indicaran una insuficiente presión competitiva para la celebración de la subasta.
- (28) El 18 de diciembre de 2013, se realizó una prueba de conexión de los agentes calificados al sistema de subastas, al objeto de realizar una prueba de firma.
- (29) De acuerdo con lo señalado en el criterio 18 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, durante la celebración de la subasta sólo la entidad responsable de su gestión puede proceder a la suspensión de la misma y únicamente por problemas técnicos o por incumplimiento de los procedimientos establecidos para el desarrollo de la subasta.

Asimismo, en el apartado 7.2.7 de las Reglas de la Subasta se determina que:

“El administrador de acuerdo a un procedimiento preestablecido por Resolución de la SEE, podrá reducir el Volumen Objeto de Subasta de cada producto independientemente, durante el desarrollo de una sesión.”

- (30) Los apartados 3.3, 9.2 y 9.6 de las Reglas de la Subasta, reiteran lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, señalando que la CNMC deberá verificar que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente, competitiva y no discriminatoria, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos y otras faltas en el desarrollo de la misma.

3. Contexto general en el que se celebra la 25ª subasta CESUR: evolución de los precios en los mercados mayoristas durante el mes de diciembre

- (31) Con carácter previo al análisis detallado de la 25ª subasta CESUR es necesario caracterizar el entorno en el que se ha celebrado la misma, a efectos de poner de relieve la situación excepcional de los mercados eléctricos en ese momento.
- (32) En este apartado se describe la evolución de los precios del mercado al contado eléctrico y del precio de los combustibles, y cómo afectan a las cotizaciones de los contratos negociados en los mercados a plazo, con especial relevancia en el contrato del primer trimestre de 2014 (Q1-14), que es un producto equivalente al subastado en la 25ª CESUR.
- (33) Durante el período comprendido entre 2 y el 19 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se incrementaron hasta alcanzar los 80-93 €/MWh. El máximo se alcanzó el domingo 8 de diciembre, 93,11 €/MWh, que es el precio medio diario más elevado desde enero de 2002 y el tercer precio medio diario más alto de la historia del pool español (1998-2013).
- (34) Adicionalmente, en este periodo se registran precios máximos y mínimos horarios muy elevados, alcanzándose precios máximos de 100 €/MWh y mínimos de 80 €/MWh.
- (35) En vista de este contexto, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con fecha 10 de diciembre de 2013, acordó abrir un proceso de información previa, con objeto de analizar los movimientos inusuales en los precios del mercado al contado de electricidad. El presente informe se entiende sin perjuicio de dichas actuaciones.

(36) Durante esos días los precios de los contratos a plazo experimentaron fuertes subidas⁴:

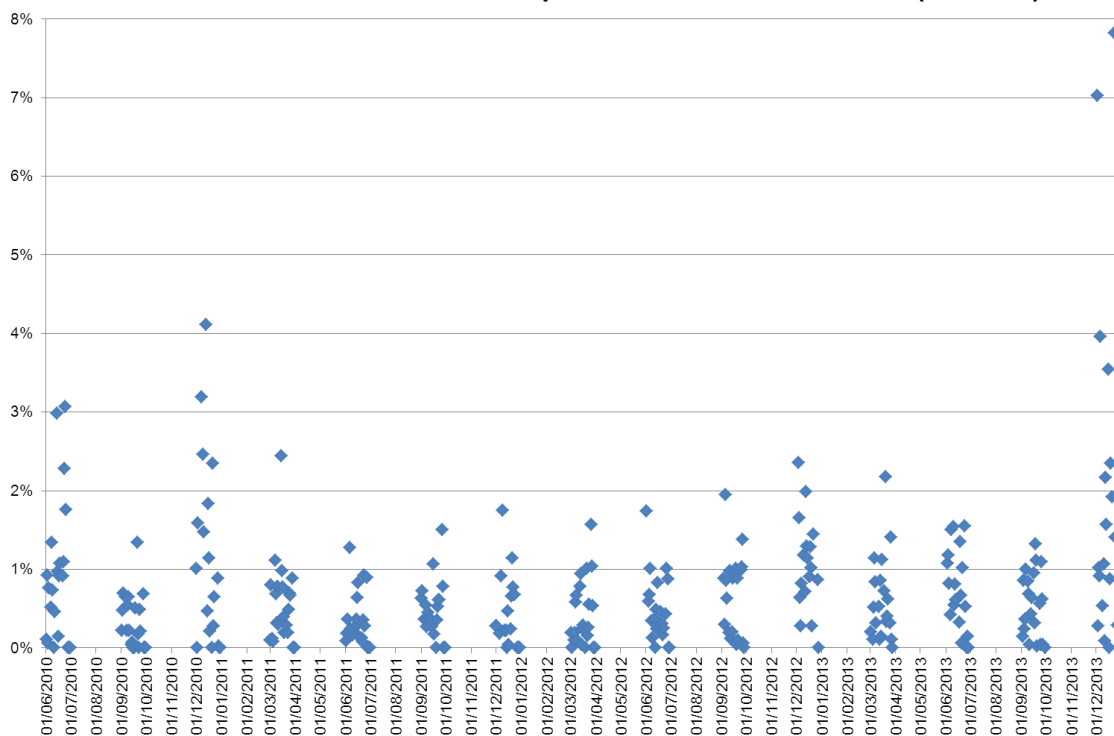
- Concretamente, el precio medio ponderado por el volumen negociado el 10 de diciembre en el mercado OTC del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2014 (Q1-14; referencia para la 25ª subasta CESUR), se situó en 55,41 €/MWh, un 9,85% por encima del precio medio del 29 de noviembre (50,44 €/MWh). Los precios negociados en diciembre, hasta el momento de la subasta, fueron los más altos desde el inicio de su negociación.
- Asimismo, los precios de los contratos a más largo plazo internalizaron en menor medida el incremento en el precio spot. En particular, el 10 de diciembre, el precio medio ponderado por volumen negociado del contrato anual con liquidación en 2014 (50,72 €/MWh) se incrementó un 2,86% respecto al precio medio del 29 de noviembre.
- Por último, los contratos a más corto plazo (contratos *day-ahead*) internalizaron las subidas en los precios de contado, en coherencia con los incrementos registrados en el mercado spot.

(37) Por tanto, los incrementos del precio spot se trasladaron a los precios de los contratos a plazo. En particular, la mayor volatilidad del precio spot en diciembre⁵ en relación al resto de meses de 2013, ha dado lugar a una sobrerreacción en el precio del contrato con liquidación en el trimestre siguiente, en este caso el Q1-14, que registró como resultado una mayor variación diaria de precios, en valor absoluto, en el mes de diciembre. Más aún, la mayor variación diaria del contrato con vencimiento en el trimestre siguiente durante el mes de diciembre de 2013 no ha tenido precedente, tal y como se observa en el gráfico a continuación.

⁴ En concreto, en la sesión del lunes 2 de diciembre OMIP, de forma coordinada con OMIClear, amplió los límites máximos de variación de las cotizaciones de los contratos negociados en relación al precio de referencia en la sesión de negociación del día anterior.

⁵ Considerando la desviación típica de los precios spot en los días que ha cotizado el contrato con liquidación en el trimestre siguiente (Q+1) en OMIP, de lunes a viernes.

Gráfico 1. Variación diaria (en %) de los Precios de Referencia de los contratos con liquidación en el trimestre siguiente (Q+1) en OMIP durante el mes de celebración de las correspondientes subastas CESUR (11ª a 25ª)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIP

- (38) A continuación se indican los volúmenes y precios a los que los agentes han negociado contratos en el mercado a plazo y los factores que han contribuido al incremento de los precios del mercado mayorista al contado en diciembre de 2013.

3.1. Análisis del mercado mayorista a plazo

- (39) En este apartado se analiza el volumen negociado en el mercado a plazo (indicador de liquidez) y los precios medios de negociación para los distintos horizontes temporales, con el objetivo de ver cómo se ha trasladado el incremento de los precios spot a los contratos a plazo.
- (40) El análisis se realiza con la información disponible en este momento por la CNMC, un estudio más detallado requiere de información adicional de las contrapartes que han negociado en el mercado OTC. Una vez aportada esta información por la CNMV, será objeto de un análisis detallado.

3.1.1. Negociación en el mercado OTC en 2013

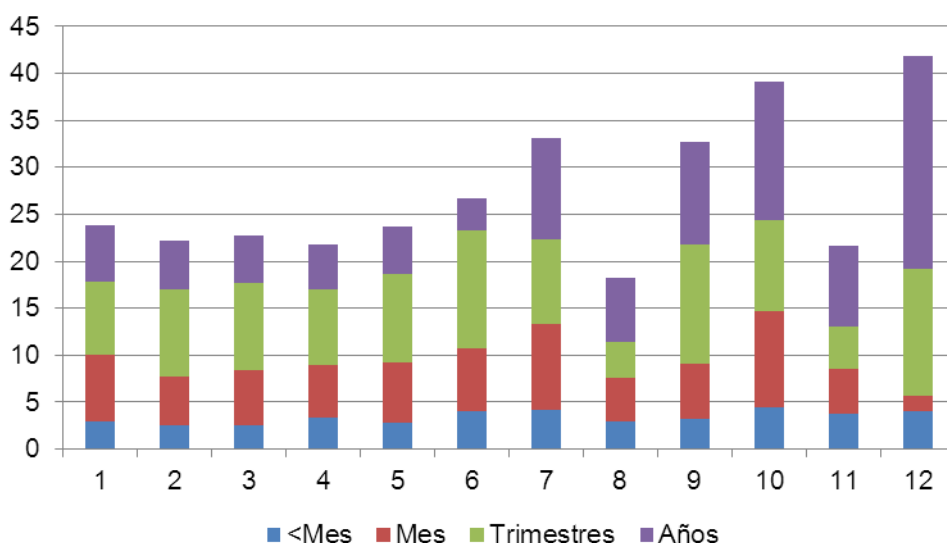
Volúmenes negociados

(41) Durante el año de 2013, el volumen de energía negociado en el mercado OTC ascendió a 327,7 TWh (superior a la demanda eléctrica peninsular en este periodo, 246,9 TWh), lo que indica la mayor liquidez respecto a años anterior.

El Gráfico 2 muestra la evolución mensual del volumen negociado, en energía, por tipo de contrato. El volumen negociado en diciembre (41,9 GWh) es superior en un 93,2% al volumen total negociado en noviembre (21,7 GWh).

(42) Los contratos con mayor liquidez son los contratos trimestrales y anuales (con el 33,4% y 31,9%, respectivamente sobre volumen total negociado). El porcentaje de contratos anuales (54,3%) negociado en diciembre es superior al porcentaje medio de 2013.

Gráfico 2. Volumen mensual de negociación en 2013 por tipo de contrato (TWh)



Nota: <Mes: Contratos de corto plazo inferior a 1 mes (diarios, fines de semana, semanales); Mes: Mensuales de 1 a 2 meses; Trimestres: Vencimientos mayores o iguales a 3 meses y menores a 1 año; Años: Superior o igual a 1 año.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Agencias Mediadoras

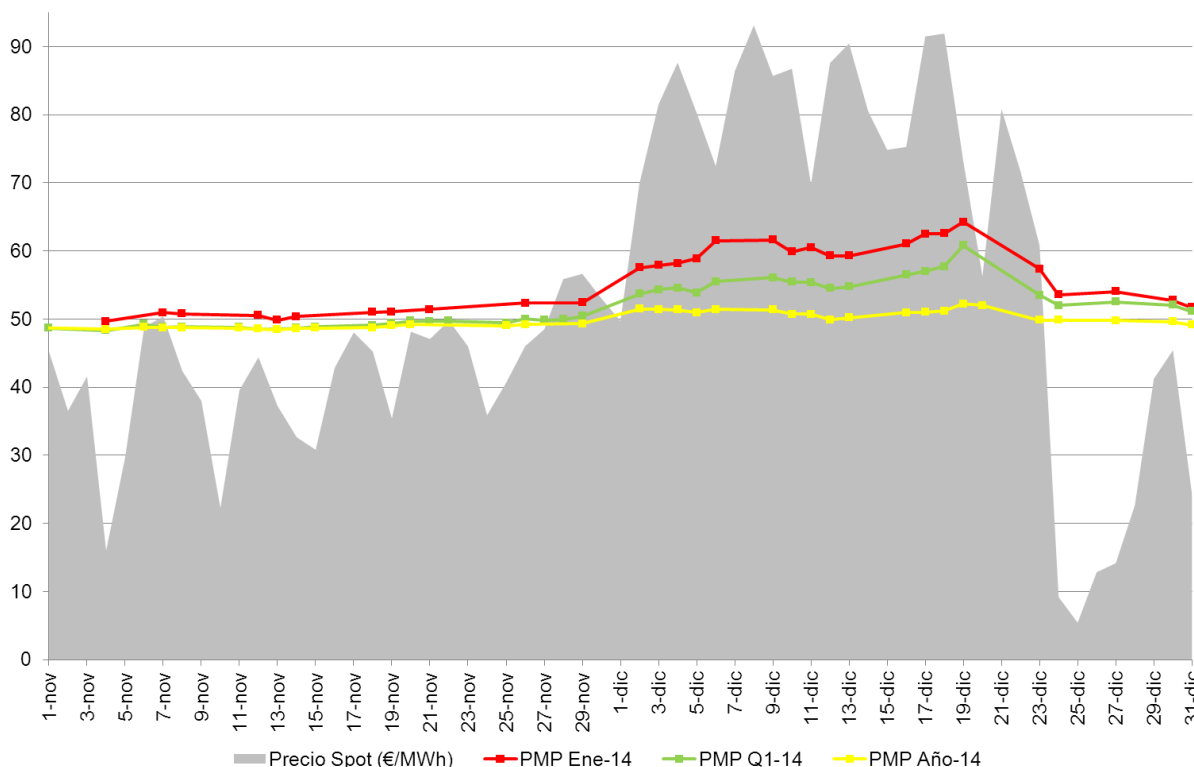
Evolución de los precios de los contratos negociados en 2013 y de las primas de riesgo

(43) El precio medio ponderado por el volumen negociado en 2013 en el mercado OTC del contrato trimestral con liquidación en el primer trimestre de 2014 (Q1-14; referencia para la 25ª subasta CESUR) ha sido 50,20 €/MWh (con un volumen asociado 12.020 MW) y el precio del contrato

anual con liquidación en 2014 ha ascendido a 50.05 €/MWh (con un volumen asociado de 9.082 MW).

- (44) Por lo que se refiere a la adecuación de los precios a plazo mensuales y trimestrales con liquidación en 2013 respecto al precio spot, se observa que para los contratos trimestrales (Q1-13, Q2-13, Q3-13 y Q4-13) las “primas de riesgo trimestrales en el mercado OTC”⁶, calculadas ex post, fueron positivas (12,71, 15,47, 3,11 y -4,17 €/MWh; respectivamente). Asimismo, para los contratos mensuales con liquidación de enero a diciembre de 2013 las “primas de riesgo mensuales en el mercado OTC” fueron, en media, positivas, con un valor de 4,75 €/MWh (con una prima de riesgo máxima para el contrato mensual con liquidación en febrero de 2013 de 21,54 €/MWh y una prima de riesgo mínima para el contrato con liquidación en diciembre de 2013 de -15,43 €/MWh).

Gráfico 3. Evolución del precio de contado y del PMP de los contratos a plazo con liquidación en enero 2014, primer trimestre 2014 y anual 2014 en el mercado OTC, en €/MWh. 2013



Fuentes: CNMC a partir de datos OMIE y Agencias Mediadoras

⁶ Las “primas de riesgo trimestrales en el mercado OTC de los contratos trimestrales o mensuales” se ha definido como la diferencia entre el precio medio ponderado por el volumen negociado en el mercado OTC de dichos contratos y el precio medio (media aritmética) del mercado diario durante los trimestres o meses correspondientes.

3.1.2. Negociación en contratos con vencimiento al día siguiente (contratos *day-ahead*) en el mercado OTC

(45) Los contratos *day-ahead* (cuyo subyacente es el precio medio diario del mercado de contado del día siguiente) se negocian en los mercados a plazo hasta la hora de cierre del mercado mayorista spot⁷. Por tanto, los precios de los contratos a plazo *day-ahead* predicen los precios medios diarios spot con la información disponible más cercana en el momento de su negociación⁸.

Volúmenes negociados

(46) En 2013 se negociaron diariamente (de lunes a viernes, con liquidación de martes a sábado), en media, 980 MW de contratos *day-ahead* en el mercado OTC, representando un 3,3% de la demanda eléctrica peninsular media del periodo equivalente (29.469 MW).

(47) En los 18 primeros días de diciembre, la negociación media diaria de contratos *day-ahead* en el mercado OTC ascendió a 1.208 MW (3,8% de la demanda eléctrica peninsular media en este periodo, 31.108 MW).

(48) Por tanto, coincidiendo con el incremento del precio spot en diciembre, se incrementó la negociación en este segmento del mercado a plazo en relación a la contratación media de 2013.

(49) Un grado de concentración relevante de las posiciones de dicha contratación a plazo podría alterar las ofertas en el mercado spot. Por tanto, es necesario disponer de información de las contrapartes en el mercado a plazo para realizar un análisis del potencial impacto que dicha contratación a plazo puede tener sobre el comportamiento estratégico de los agentes que operan en el mercado spot⁹.

⁷ Desde el 15 de octubre de 2013, la hora de cierre del mercado pasa a ser las 12h, en lugar de las 10h. La modificación de la hora de cierre se enmarca dentro del proceso de integración de los mercados mayoristas en Europa.

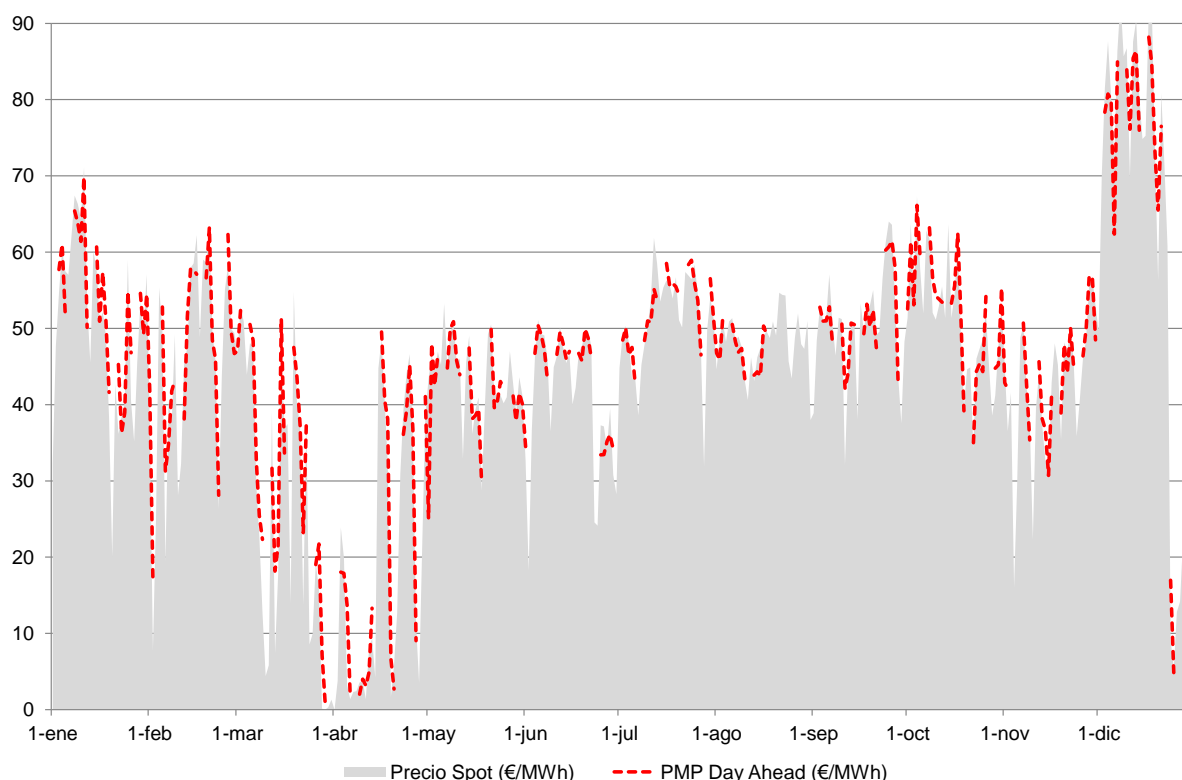
⁸ Cabe señalar que los contratos a plazo *day-ahead* se negocian en el mercado OTC de lunes a viernes, para liquidación de martes a sábado, respectivamente, y por tanto, no se negocian contratos *day-ahead* con liquidación en domingo y en lunes.

⁹ La supervisión del mercado mayorista y, en particular, de los procesos de formación de precios en el mismo, debe enfocarse desde una perspectiva global e integrada de los segmentos de mercado que lo constituyen, para lo que debe disponerse de información completa de las transacciones realizadas en todos y cada uno de dichos segmentos. Cabe mencionar que este enfoque de supervisión global del mercado mayorista es el recogido en el Reglamento (UE) nº1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de energía (REMIT).

Evolución de precios de los contratos *day-ahead* negociados y relación con el precio spot

- (50) En 2013, los precios de los contratos *day-ahead* han anticipado, en media, correctamente los precios spot (véase Gráfico 4). En particular, el precio medio diario del mercado de contado en 2013, que ascendió a 45,94 €/MWh considerando los precios con liquidación de martes a sábado en los que ha habido negociación de contratos *day-ahead*, fue inferior en 0,01 €/MWh al precio medio ponderado (PMP) por los volúmenes negociados en el mercado a plazo de los contratos *day-ahead* (45,95 €/MWh).
- (51) Por tanto, la “prima de riesgo” de los contratos *day-ahead* (diferencia entre el precio negociado a plazo y el precio del subyacente) ha sido prácticamente nula, y las posiciones netas compradoras (vendedoras) en el mercado OTC se liquidaron, en media, con un pérdidas (beneficios) de 0,01 €/MWh.

Gráfico 4. Evolución del precio de contado y del precio medio ponderado por volumen negociado (PMP) del contrato *day-ahead* equivalente en mercado OTC, €/MWh 2013



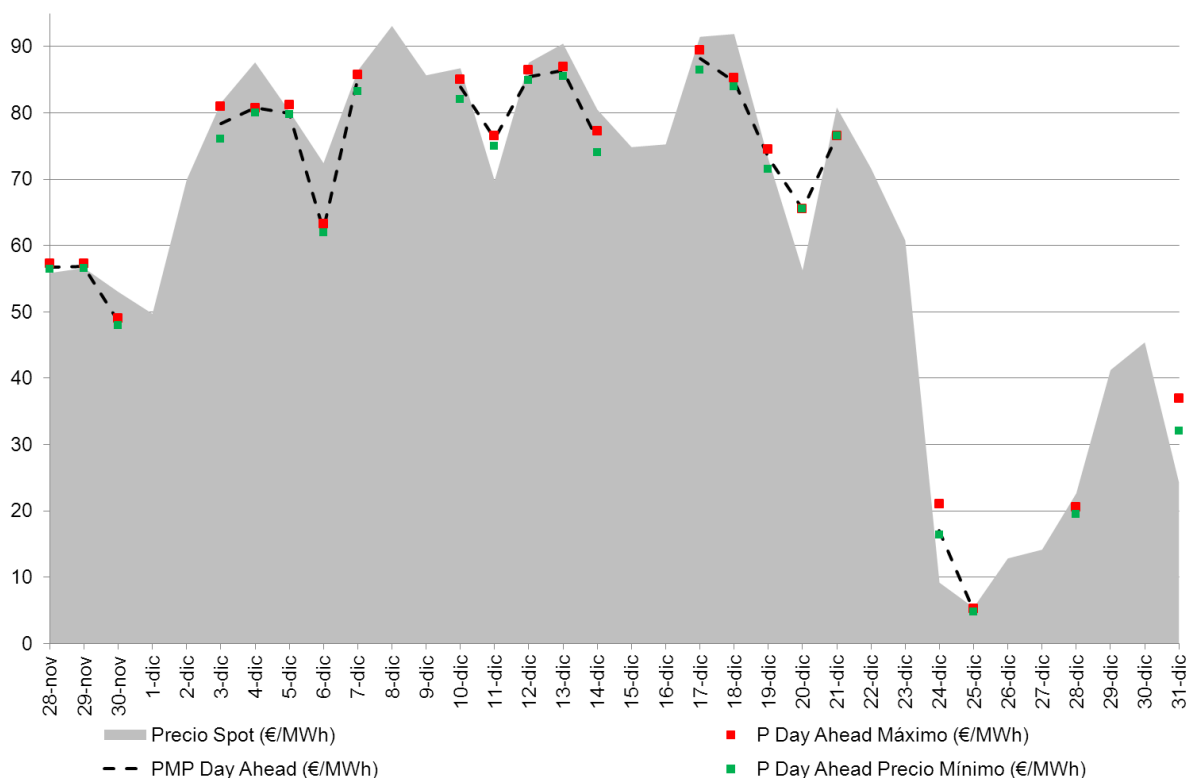
Fuentes: CNMC a partir de datos OMIE y Agencias Mediadoras

- (52) Respecto al mes de diciembre, el precio medio diario del mercado al contado, considerando los precios de martes a sábado en los que ha

habido negociación de contratos *day-ahead* (67,28 €/MWh), fue superior en 1,09 €/MWh (“prima de riesgo” calculada ex post) al PMP de los contratos *day-ahead* negociados en el mercado a plazo (66,19 €/MWh). Esta prima de riesgo en diciembre es superior a la del conjunto del año 2013, por la mayor volatilidad del precio del mercado al contado en dicho mes.

- (53) Por tanto, las posiciones netas compradoras (vendedoras) en el mercado OTC en diciembre se liquidaron, en media, con beneficios (pérdidas)¹⁰, que fueron muy superiores a las del conjunto del año. Asimismo, los precios de los contratos *day-ahead* en diciembre han anticipado las fluctuaciones (tanto subidas como bajadas) del precio spot (véase Gráfico 5).
- (54) Aunque el precio medio de los contratos *day-ahead* negociados en el mercado a plazo en diciembre de 2013 fue 66,19 €/MWh, en cada sesión de negociación la diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo negociado (spread) se ha situado en media en 2,12 €/MWh.

Gráfico 5. Evolución del precio de contado, del PMP y Spread del contrato *day-ahead* en el mercado OTC, en €/MWh. Diciembre de 2013



¹⁰ En términos agregados, la negociación de contratos *day-ahead* ha generado una liquidación financiera positiva (negativa) para las posiciones netas compradoras (vendedoras) que han ascendido a 1.061.323 €.

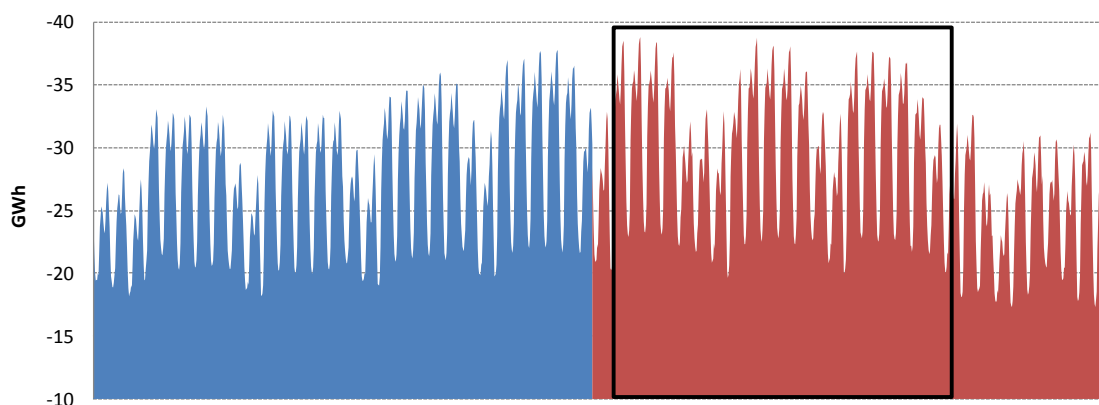
3.2. Mercado mayorista al contado (spot)

- (55) Desde el día 2 al 19 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se incrementaron hasta alcanzar los 80-90 €/MWh. Se trata de niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002. Además, representan un incremento de un 60-70% con respecto a la semana anterior, cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh.
- (56) A continuación se realiza un análisis de las condiciones de oferta y demanda del mercado eléctrico, al objeto de conocer el contexto que ha determinado la existencia de estos precios elevados.

Demanda de electricidad entre el 2 y el 19 de diciembre.

- (57) En el periodo de análisis (2 a 19 de diciembre de 2013), la demanda peninsular española se incrementó un 1,5% con respecto al mismo periodo del año anterior, como consecuencia de una bajada de las temperaturas superior a lo normal para estas fechas. Este incremento deviene relevante si se tiene en cuenta que en el conjunto del año la demanda eléctrica peninsular ha experimentado el efecto contrario, reduciéndose un 2,3%.
- (58) Aunque la demanda diaria no ha sido muy elevada, la punta de potencia media horaria sí ha sido importante, con un máximo de 39.424MW en la hora 21 del día 2, apenas 500MW por debajo del máximo anual del 27 de febrero. Sin embargo, se encuentra muy lejos de la punta máxima histórica (44.876 MW en 2007). En el gráfico siguiente se observa cómo la demanda se ha incrementado en diciembre respecto a noviembre, tanto en las puntas como en los valles.

Gráfico 6. Demanda peninsular horaria en noviembre (azul) y diciembre (rojo) de 2013



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OMIE

- (59) Se puede decir, por tanto, que los componentes de la demanda no son suficientes como para justificar por sí solos el incremento en el precio del mercado spot.

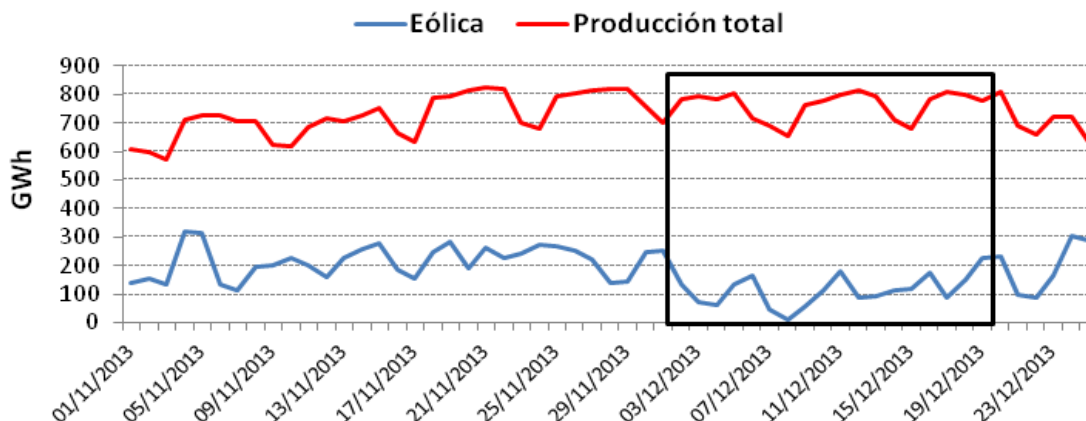
Oferta de electricidad entre el 2 y el 19 de diciembre.

- (60) Durante el periodo comprendido entre el 2 y el 19 de diciembre se producen en el mercado de generación de electricidad una concatenación de hechos que llevan a la entrada de tecnologías en el mercado que marcan un precio marginal más alto en la producción de electricidad. Además, el coste de producción con dichas tecnologías se incrementa sustancialmente a lo largo del período.

• **Reducción significativa de la producción eólica.**

- (61) En el periodo de análisis, la producción eólica fue un 28% inferior al mismo periodo del año anterior. Respecto al mes de noviembre, la producción eólica ha sido en valor medio diario un 47% inferior. El domingo 8 de diciembre, día en que se registraron los mayores precios en el mercado diario, la producción eólica fue de apenas 12GWh, un 1,8% de la demanda del día, el valor más bajo registrado en los últimos 5 años. Un valor muy reducido si se compara con la contribución eólica a la demanda en el conjunto del año 2013 (22%).
- (62) Teniendo en cuenta que la producción eólica se integra en el mercado spot mediante ofertas precio-aceptantes (venta a precio cero), cualquier disminución en volumen provoca, con carácter general, un incremento del precio de casación en un mercado marginalista, ya que suele requerir el despacho de centrales con mayor coste de producción.

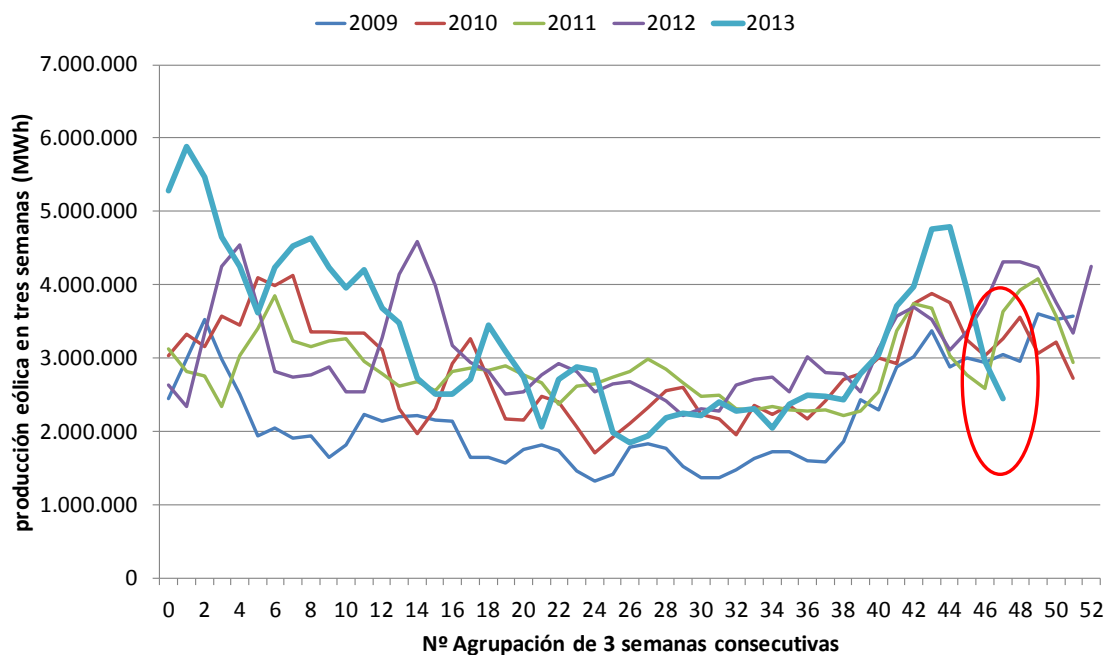
Gráfico 7. Producción diaria total y eólica en noviembre y diciembre de 2013



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OMIE

- (63) En este sentido, destaca el periodo de análisis como aquel con tres semanas consecutivas de diciembre con menor producción eólica, incluso comparado con años donde la potencia instalada era menor que la actual (por ejemplo en 2009, la potencia eólica era 18.800 MW mientras que en 2013 alcanza los 22.800 MW).

Gráfico 8. Programación eólica en el programa base de funcionamiento durante un periodo de tres semanas consecutivas de cada año



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y REE

Nota: Cada semana empieza el lunes de cada año e incluye la programación eólica de los 21 días siguientes en el programa base de funcionamiento. Así la semana 47 corresponde con la producción del día 2 al 22 de diciembre

- **Alta indisponibilidad de centrales.**

- (64) En el gráfico siguiente se observa en diciembre de 2013, y especialmente en la primera quincena del mes, un nivel de indisponibilidad de potencia muy superior a la registrada, por ejemplo, en el mes de diciembre del año anterior o del mes de julio de este mismo año, en el que se dieron días con elevada demanda y baja producción eólica.

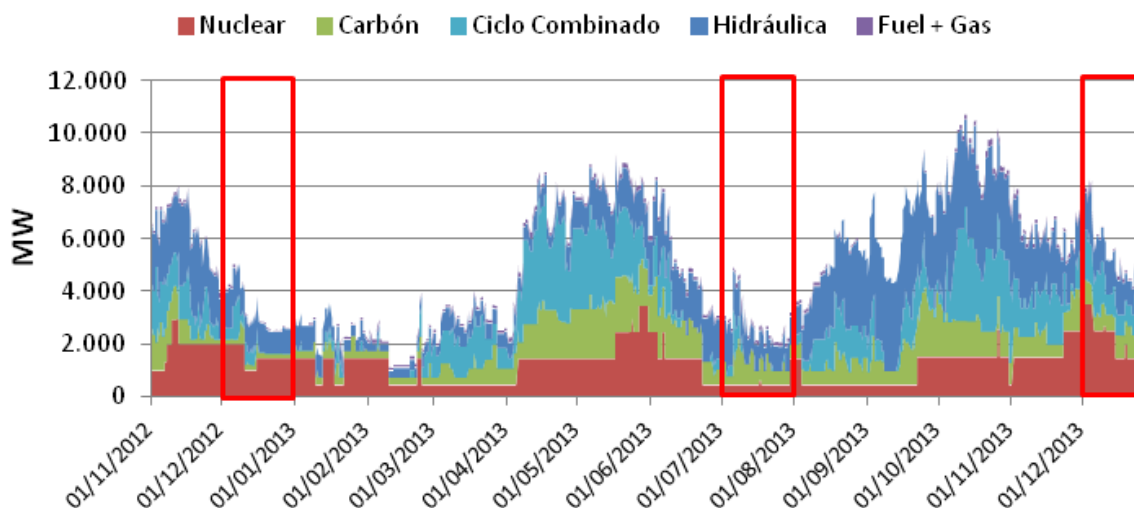
- (65) Esta elevada indisponibilidad tiene dos efectos sobre el sistema eléctrico.

- En primer lugar, puede provocar un problema de seguridad en la cobertura de la demanda, razón ésta por la que no suelen programarse indisponibilidades en los periodos en que se prevé una demanda elevada.
- Por otra parte, la indisponibilidad de unidades de producción inframarginales, como es el caso de las nucleares, afecta a la

formación del precio en el mercado eléctrico, ya que la retirada de esta oferta obligará a despachar otras unidades posiblemente más caras, incrementándose el precio marginal.

- (66) Las indisponibilidades no siempre son planificadas, pudiendo además sobrevenir por averías y otros aspectos. Sin embargo, la mayor parte de la potencia indisponible en diciembre de 2013 ha correspondido a trabajos planificados con antelación por los agentes y acordados con el operador del sistema, que tiene no obstante la facultad de oponerse a la planificación de indisponibilidades de unidades de generación cuando puedan poner en riesgo la seguridad del suministro (Procedimiento de Operación 2.5).

Gráfico 9. Potencia indisponible de las centrales de generación

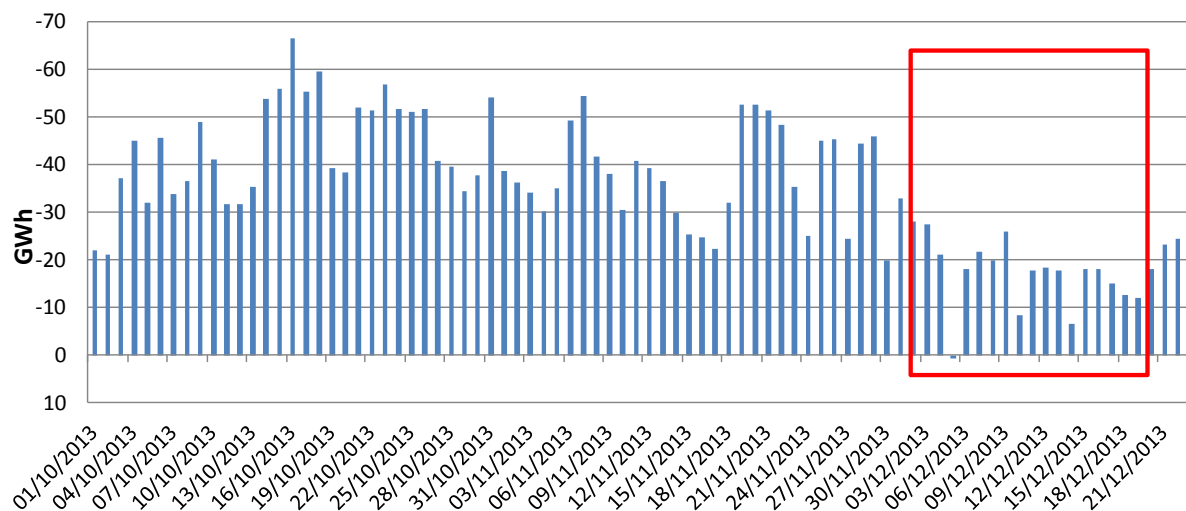


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

- (67) Se analizan a continuación las indisponibilidades más relevantes del periodo analizado:
- Indisponibilidad nuclear. En el periodo analizado han estado indisponibles hasta 4 grupos nucleares (de los 8 existentes), por una potencia en algunos días de hasta 3.510 MW, un 46% de la potencia nuclear instalada en el sistema eléctrico español, que habitualmente son programados a través de contratos bilaterales u ofertados en el mercado diario a precio a precio cero. Se trata de Garoña (indisponible desde diciembre de 2012 por finalizar su autorización de explotación); Vandellós (en parada programada para revisión y recarga entre el 2 de noviembre y el 15 de diciembre; e indisponibilidad sobrevenida entre el 18 y el 20 de diciembre); Almaraz 2 (en parada programada para recarga desde el 23 de noviembre) y Trillo (indisponibilidad sobrevenida entre el 2 y el 5 de diciembre).

- Indisponibilidad de carbón. En el periodo analizado han estado indisponibles entre 541 y 2.367MW de instalaciones de carbón. Las centrales de Cercs, Escucha y Puertollano se encuentran en parada de larga duración desde hace meses, por estar inmersas en proceso de cierre y desmantelamiento. Pero las indisponibilidades más relevantes de carbón han sido sobrevenidas y con duración de unos pocos días.
 - Indisponibilidad de gas. En el periodo analizado han estado indisponibles entre 1.215 y 2.410 MW de instalaciones de ciclo combinado de gas. La mayoría en parada programada. Aunque también se han producido importantes indisponibilidades sobrevenidas.
 - Indisponibilidad hidráulica. En el periodo analizado han estado indisponibles entre 1.215 y 2.361 MW de instalaciones hidráulicas. La mayoría de ellas indisponibilidades programadas y de larga duración.
- (68) Adicionalmente, cabe señalar que algunas centrales de carbón autóctono cuya retribución es regulada, no han sido incluidas en el plan de funcionamiento de REE, por falta de aprovisionamiento de carbón.
- **Reducción de la negociación en los mercados intradiarios.**
- (69) En el periodo analizado se observa una importante reducción de la negociación en los mercados intradiarios. En el Gráfico 10 se ilustran las compras de energía por parte de la demanda en el intradiario, resultando en diciembre un valor inferior a los dos meses precedentes.

Gráfico 10. Energía diaria adquirida en valor neto por las unidades de adquisición (sin bombeo) en el mercado intradiario, periodo octubre-diciembre 2013.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE

(70) La reducción de las compras por parte de las unidades de adquisición en el intradiario se produce a pesar del incremento de la demanda, como consecuencia de la existencia de una menor liquidez por parte de la oferta en dicho mercado, en el que solían aflorar energías que ahora se trasladan al mercado diario, entre otras, por las siguientes causas:

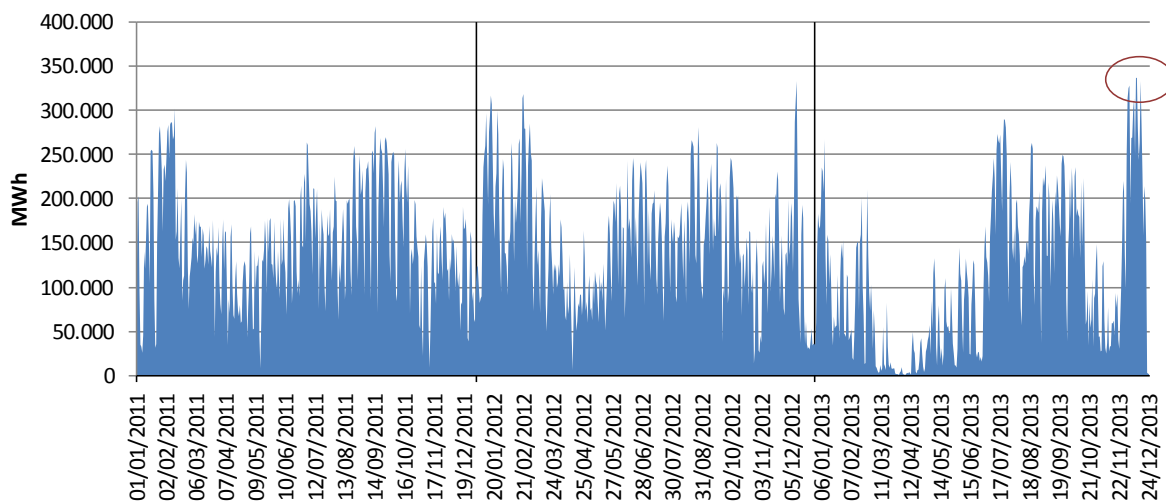
- Las centrales de carbón autóctono resultan despachadas en el mercado diario, por lo que el operador del sistema no necesita incrementar su programa en restricciones y por tanto no reduce en compensación el programa de las centrales de carbón importado. En consecuencia, estas últimas, a diferencia de lo que ocurría en meses anteriores, no precisan en diciembre acudir al mercado intradiario para recuperar unos programas viables o más eficientes económicamente.
- En diciembre el programa diario base de funcionamiento (mercado diario + bilaterales) ha presentado una mayor viabilidad, ya que se despacha en él más energía térmica. Por ello, se ha reducido un 25% el número de unidades programadas por restricciones técnicas, las cuales acudían posteriormente al intradiario para completar e incrementar su programa diario.

- **Incremento del hueco térmico.**

(71) El incremento de la demanda, la reducción de la producción eólica, el incremento de las indisponibilidades nucleares y traslado de la energía de los intradiarios al diario durante el periodo de análisis, ha motivado la necesidad de programar un mayor número de centrales térmicas de

carbón y de ciclo combinado (conocido habitualmente como “huevo térmico”) en dicho mercado. Este huevo térmico ha sido el mayor en los últimos años, sostenido además durante un gran número de días (unas tres semanas).

Gráfico 11. Incremento del huevo térmico en el Programa Base Diario de Funcionamiento (programación de centrales de carbón y ciclo combinado en el mercado diario más bilaterales)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OMIE

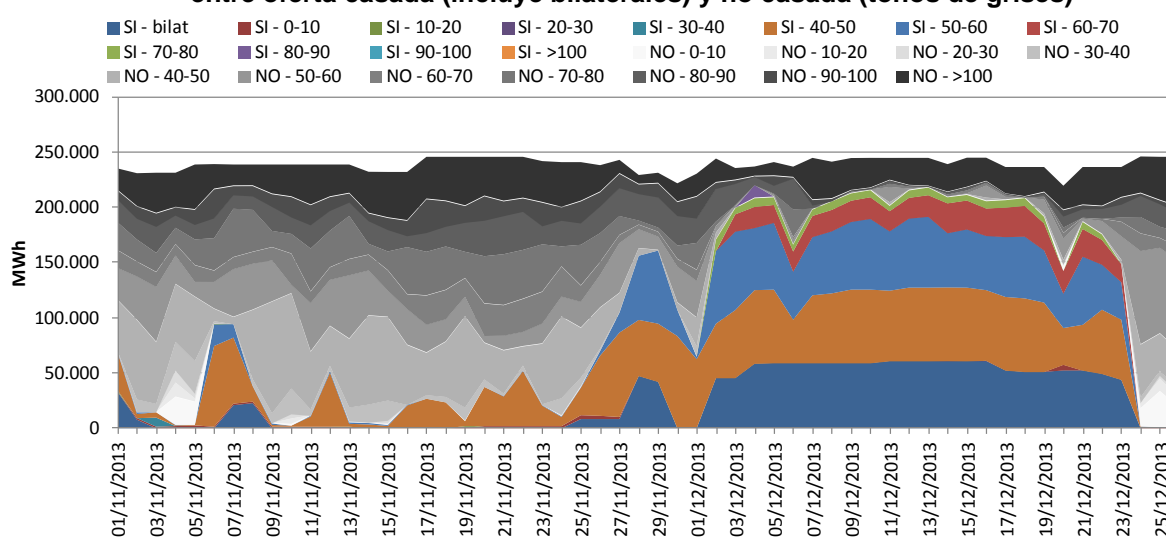
- **Incremento de los costes de generación.**

(72) El precio del mercado de electricidad en España refleja el coste de la tecnología marginal, siendo ésta, en cada momento, una central de carbón o una central de ciclo combinado de gas natural. Hasta 2011, con carácter general, la evolución de los costes de los combustibles y de los derechos de CO₂, ha motivado que ambas tecnologías presentasen costes de generación similares, no teniendo un impacto significativo el hecho de que fuese uno u otro tipo de central, la tecnología marginal. No obstante, desde mediados de 2011, se ha venido abriendo una diferencia entre el coste de generación de una central de carbón y el de un ciclo combinado, siendo ésta última más cara. Entre otros motivos cabe destacar la fuerte demanda de gas de Japón tras el terremoto de Fukushima, las importantes exportaciones de carbón desde Estados Unidos a Europa motivadas por la reducción de la demanda de carbón en Norteamérica ante el aumento de su producción de gas no convencional, y finalmente, la reducción del precio del CO₂ consecuencia de la crisis económica en Europa.

(73) En este nuevo contexto, el hecho de que la tecnología marginal del mercado diario sea una u otra, puede suponer un importante diferencial en el precio del mismo. Así, desde mediados de 2011, dada la reducida demanda de electricidad, el despacho de los ciclos combinados en el

mercado diario ha sido testimonial, resultando marginal la tecnología de carbón. Sin embargo, desde el 2 de diciembre, el aumento del hueco térmico ha motivado la necesidad de despachar la práctica totalidad de las centrales de carbón (tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente) y un número significativo de ciclos combinados en el mercado diario, provocando estos últimos un aumento de precios de entre 20 y 30 €/MWh¹¹.

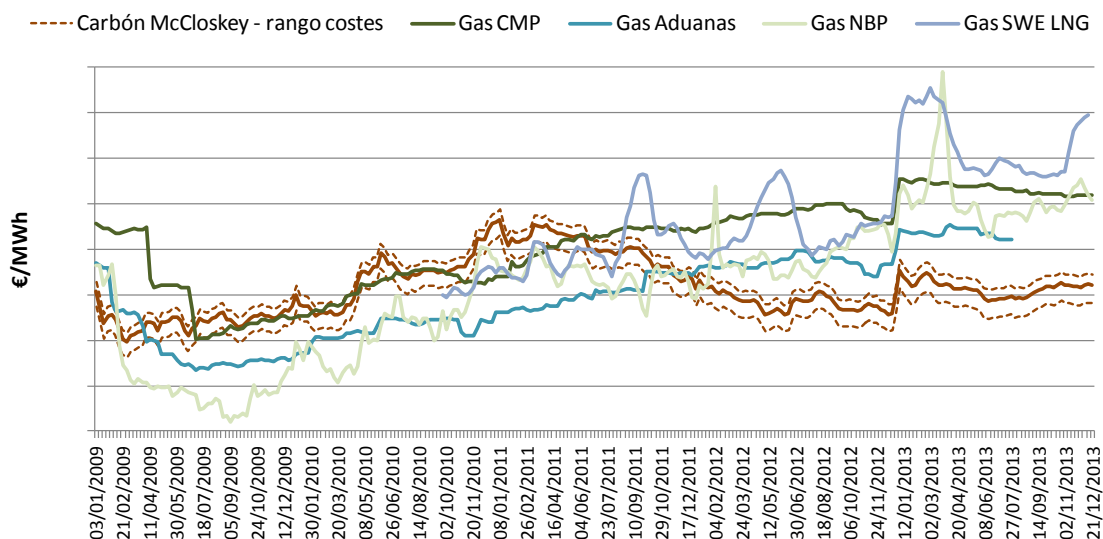
Gráfico 12. Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de carbón en zona española, distinguiendo entre oferta casada (incluye bilaterales) y no casada (tonos de grises)



(74) Adicionalmente, en diciembre se ha producido un incremento de los precios del gas natural (considerando algunas referencias de corto plazo) lo que ha provocado que el coste de generación de un ciclo combinado se haya incrementado en torno a unos 10 €/MWh frente al mes anterior. En el apartado siguiente se hace un análisis más profundo sobre la situación del sector del gas en la península.

¹¹ La CNMC no dispone de los costes de aprovisionamiento de las centrales por tratarse de una información confidencial de los agentes, por lo que las valoraciones que aquí se realizan están basadas en estimaciones utilizando diferentes cotizaciones internacionales de los combustibles.

Gráfico 13. Evolución del precio medio del mercado diario y de la estimación de costes variables de generación de las centrales de carbón y de ciclo combinado de gas



Fuente: Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. SendeCO2.

(75) En paralelo, también destaca desde el año 2010, la cancelación o modificación de condiciones en los contratos de suministro de gas de largo plazo (llamados en terminología anglosajona “*take or pay*”) llevada a cabo por gran parte de los titulares de estas centrales (contratos que fueron firmados inicialmente ante una perspectiva de funcionamiento muy superior a la actual). Todo ello, ha contribuido a conseguir para las centrales de gas una mayor flexibilidad, adaptándose así a un parque de generación eléctrica que presenta una alta penetración de renovables, y exceso de capacidad. No obstante, si bien este proceso de adaptación ha permitido a sus titulares ajustar sus costes de aprovisionamiento, de manera más acorde con su funcionamiento efectivo, también provoca que el consumidor se vea expuesto al precio spot de gas en momentos de continuada baja producción eólica y elevada demanda de electricidad.

- **Contexto de incremento de precios de gas natural.**

(76) En el sector del gas natural cabe señalar una confluencia de hechos que han motivado un incremento del precio del gas en el periodo del 1 al 25 de diciembre:

- **Incremento de la demanda nacional de gas en diciembre de 2013.** Según la información publicada por el Gestor Técnico del Sistema, la demanda nacional acumulada en el periodo de 1 a 25 de diciembre aumenta un 3,7% respecto al mismo periodo en 2012. Este crecimiento es mayor en el mercado eléctrico (5,4%) que en el

mercado convencional (3,3%), todo ello cuando la demanda acumulada anual desciende un 32,7% en el sector eléctrico.

- **Disminución de la producción en las plantas de licuación de gas en Argelia.** De acuerdo con la noticia publicada en la revista World Gas Intelligence del miércoles 18 de diciembre (Vol. XXIV, No. 51), la producción de GNL en las plantas de licuación de Skikda y Arzew (cuyo destino principal son los mercados de Francia, España y Turquía) ha caído de forma “dramática” en las últimas tres semanas. En el caso de la planta de Skikda, aunque estaba previsto un mantenimiento programado, los comercializadores esperaban que se mantuviera un cierto nivel de producción, que no está sucediendo. Por su parte, la planta de Arzew también está teniendo problemas de producción, si bien no se dispone de información adicional a este respecto.
- **Disminución del Flujo de entrada de gas por la interconexión.** Según el Plan de Operación mensual publicado por el Gestor Técnico del Sistema, a 26 de diciembre, los aprovisionamientos por gasoducto procedentes de Argelia (conexiones internacionales de Tarifa y Almería, Medgaz) muestran una disminución respecto a lo programado en el Plan inicial.

En la interconexión de Tarifa, se ha producido un descenso medio mensual del 9,4% respecto a la previsión, siendo más acusado al considerar el periodo desde el día 13 de diciembre (media de -20,5%). El flujo de entrada en la interconexión de Almería muestra un descenso medio mensual del 5,3% respecto a la previsión, acentuándose en el periodo del 17 al 24 de diciembre (reducción media del -18,7%).

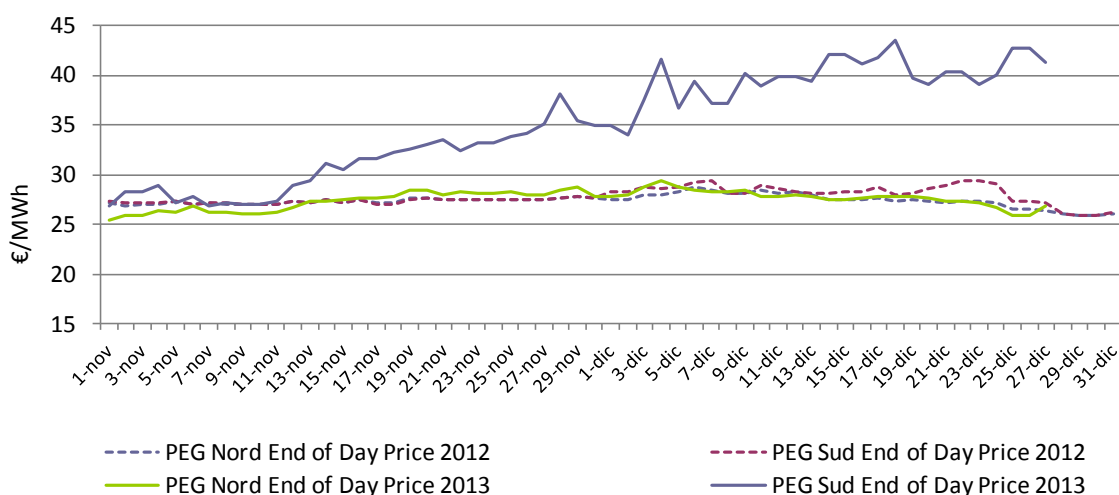
- **Disminución de cargas.** La programación de cargas y descargas de buques de GNL se ha visto alterada. En la planta de Huelva no se realizaron las cargas de buques programadas para los días 14, 15, 24, 25 y 26 de diciembre. Por motivos meteorológicos el día 20 se desvió un buque de Bilbao a Huelva, con descarga efectiva el día 21 de diciembre.
Todo esta situación en el sector del gas sumada a la limitación de las conexiones norte -> sur en Francia¹², ha provocado la aparición de un importante diferencial entre los precios spot en la zona Centro-Sur de Francia (precios Peg Sud), que ya superan los 40 €/MWh y los precios del mercado de la zona Norte de Francia (precios Peg Nord), que se

¹² El sur de Francia es muy dependiente de los suministros de GNL en los terminales del Mediterráneo Fos Tonkin y Fos Cavaou, cuyo proveedor principal es Argelia (en España, el suministro de GNL está más diversificado).

mantienen alineados con los Hubs europeos de referencia del norte de Europa (TTF y NGC), en el entorno de 27,5 €/MWh.

Los precios del Peg Sud desde el 1 de noviembre de 2013 (26,82 €/MWh) a 27 de diciembre de 2013 (41,28€/MWh) experimentan un aumento del 53,9%. Este incremento no se produjo en el mismo periodo de 2012. A pesar de esta subida de precios, la conexión por gasoducto entre Francia y España sigue funcionando en el sentido Francia -> España, y en niveles de utilización cercanos al 100%.

Gráfico 14. Evolución del precio spot de gas natural en Francia (€/MWh) en noviembre y diciembre de 2012 y 2013



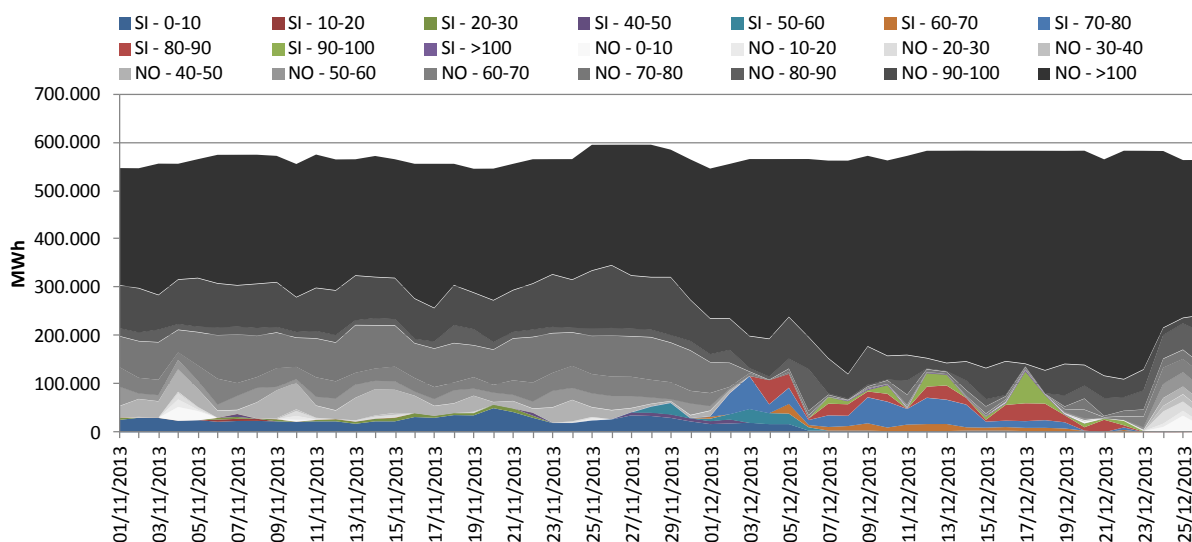
Fuente: Powernext (www.powernext.com)

(77) En esta misma línea, resulta especialmente significativo el incremento del precio de las transacciones de gas llevadas a cabo en la península (referencia conocida como SWE LNG), alcanzando los 39,48 €/MWh en diciembre de 2013.

- **Incremento de las ofertas de algunas tecnologías.**

(78) En cuanto a los ciclos combinados, se aprecia un encarecimiento del precio de sus ofertas hasta situarse en niveles superiores a los 90 €/MWh. Ello muestra, por un lado, la escasez de aprovisionamiento (generalmente de agentes con escasa o nula expectativa de funcionamiento), y por otro lado, el incremento del coste de oportunidad según se han indicado en el apartado anterior. En definitiva, estas ofertas parecen reflejar una mayor valoración del gas realizada por parte de los titulares de estas centrales, ya que en los meses anteriores funcionan obteniendo unos ingresos en el conjunto de los mercados en el entorno de los 60-80 €/MWh.

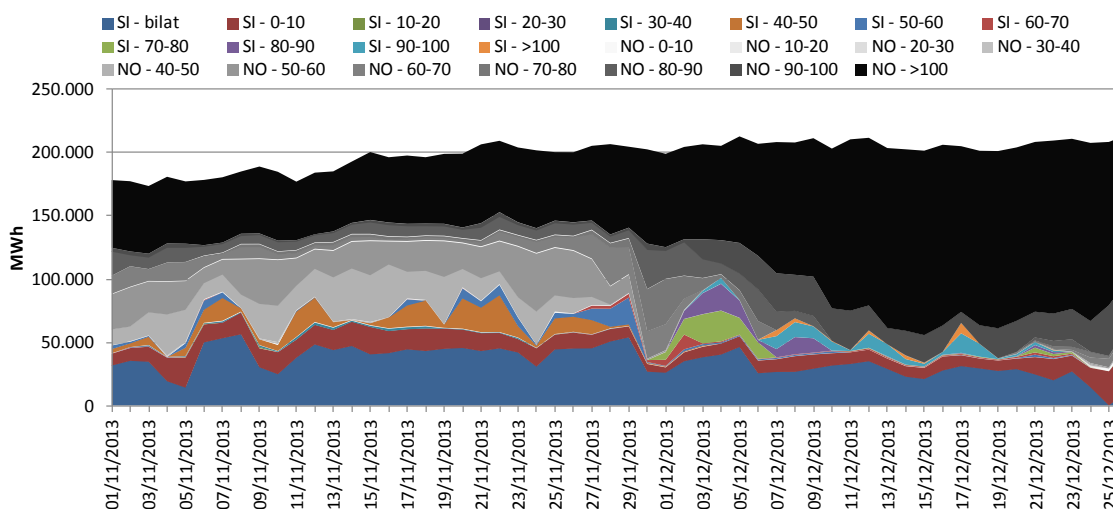
Gráfico 15. Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales de ciclo combinado en zona española, distinguiendo entre oferta casada (incluye bilaterales) y no casada.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y REE

(79) Este mismo incremento de los precios de las ofertas de los ciclos se ha trasladado al precio de la oferta hidráulica, motivando una reducción de su programación en el mercado diario en el período de análisis.

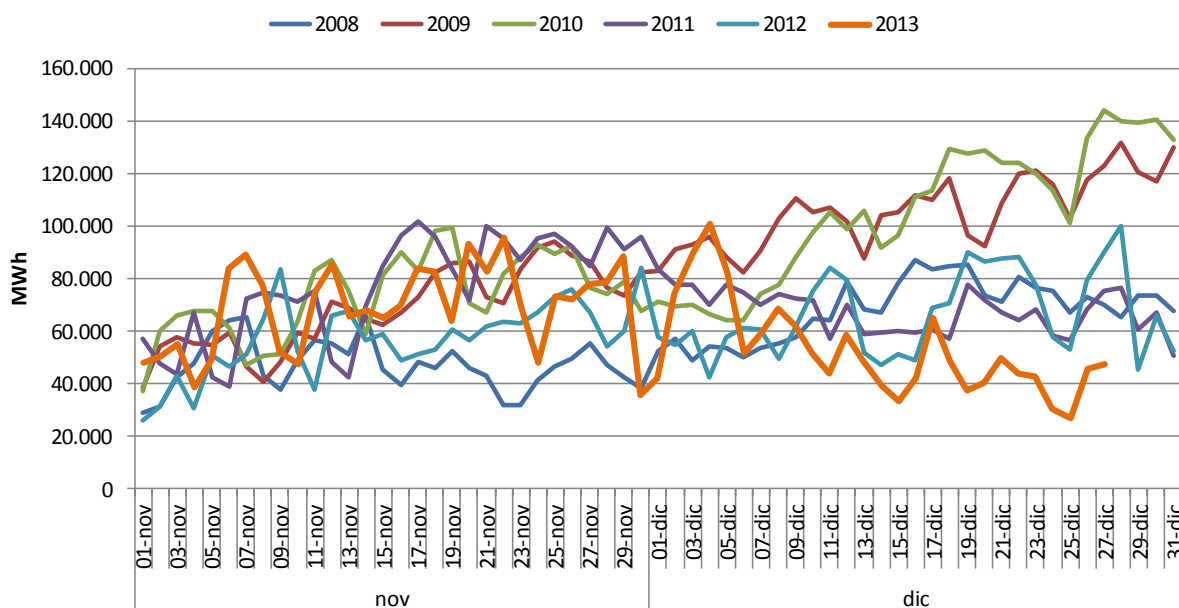
Gráfico 16. Distribución por intervalo de precio de la energía ofertada a mercado diario por las centrales hidráulicas de régimen ordinario en zona española, distinguiendo entre oferta casada (incluye bilaterales) y no casada



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y REE

- (80) En consecuencia, en el periodo de análisis, la programación hidráulica en el programa base de funcionamiento ha sido un 5% inferior al mismo periodo del año anterior, y un 20% inferior tomando únicamente el periodo del 5 al 19 de diciembre.

Gráfico 17. Evolución de la programación hidráulica en el programa base de funcionamiento



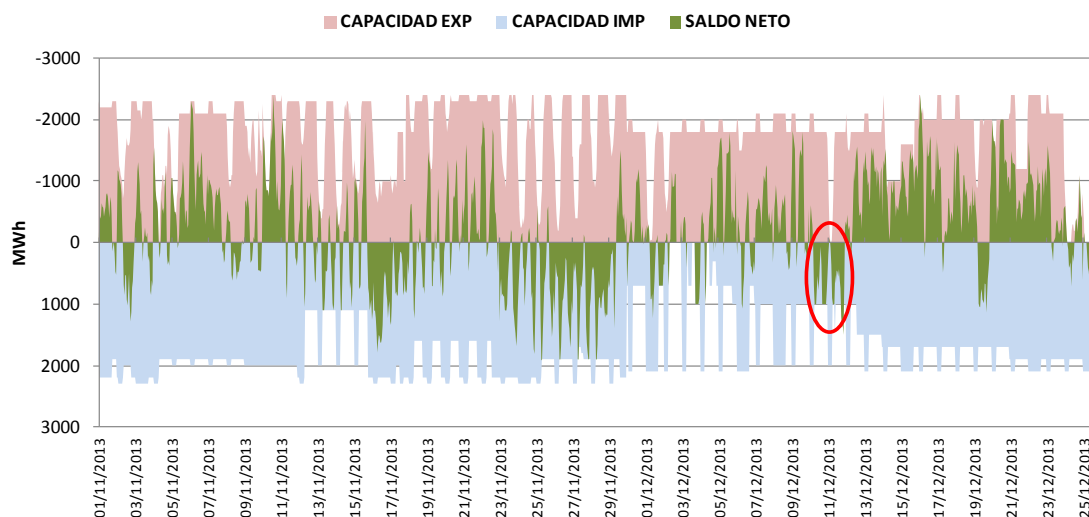
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE y REE

- **Limitación de la capacidad de importación de la interconexión con Portugal y con Francia.**

- (81) La capacidad comercial de intercambio con Portugal, en sentido de flujo importador desde el lado español, presentó valores anormalmente bajos en todo el periodo de análisis, por lo que una supuesta energía más económica en Portugal no pudo contribuir a la reducción de precios en España.
- (82) La capacidad fue reducida por REE por realización de mantenimientos en la red, desde el valor inicialmente previsto 2.200-2.300, hasta los 700 MW en horas punta (en el valle la capacidad se mantiene en 2.100 MW) e incluso 0 MW los días 2 y 3 de diciembre.
- (83) Así, este factor podría haber contribuido al incremento de los precios en horas llano y punta, aunque se advierte que el efecto sólo habría podido ser relevante los días 2 a 4, 10 y 11 de diciembre, en los que se produjo un spread negativo en los precios Mibel de entre 1 y 7 €/MWh (precio PT – precio ES). El resto de días ambos mercados estuvieron acoplados. En el gráfico siguiente se observa la reducción de la capacidad en diciembre

de 2013, así como la saturación del flujo en sentido importador (hacia España) los días 2, 4 y 10.

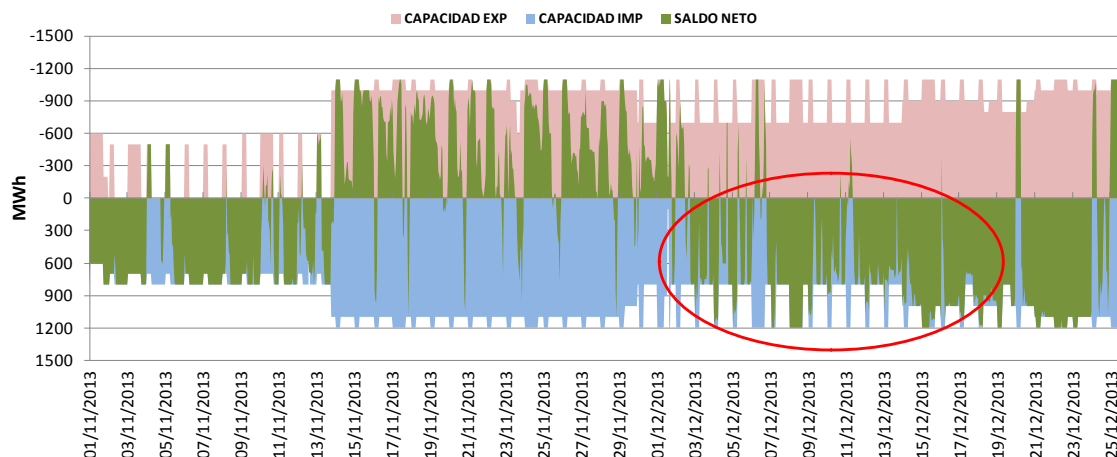
Gráfico 18. Capacidad comercial de intercambio y saldo neto horario en PDBF en la interconexión España-Portugal



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OMIE

- (84) En las mismas fechas, también se redujo por parte de REE la capacidad comercial de importación desde Francia, de 1.100 a 800 MW. Este factor fue menos relevante al ser menor la reducción experimentada por la capacidad de importación, no obstante, habría influido de forma continua en todo el periodo. En el gráfico siguiente se observa como la interconexión con Francia ha estado saturada en sentido importador hacia España en prácticamente todo el mes de diciembre.

Gráfico 19. Capacidad comercial de intercambio y saldo neto horario en PDBF en la interconexión España-Francia

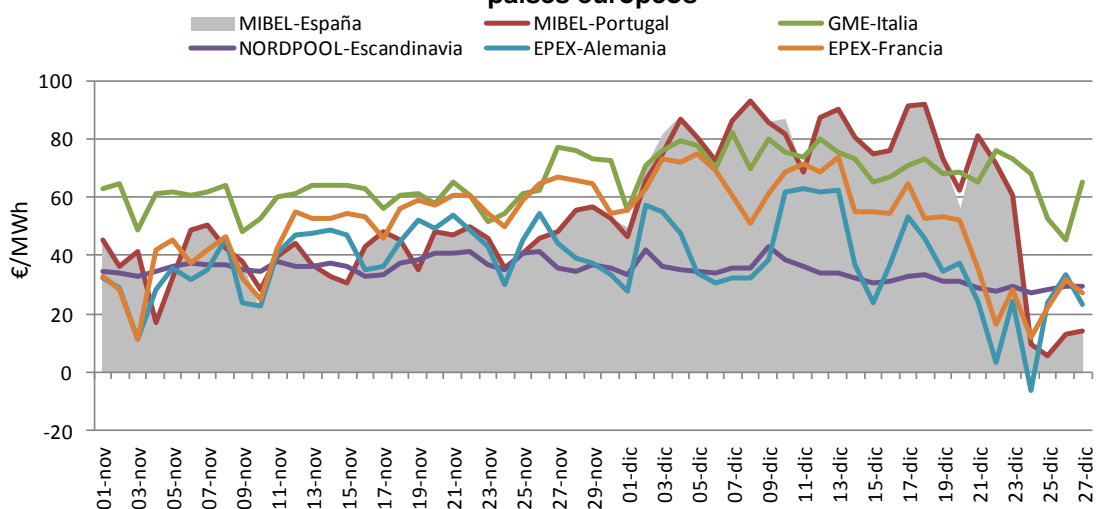


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE y OMIE

- **Menor incremento de los precios del mercado diario en otros países europeos.**

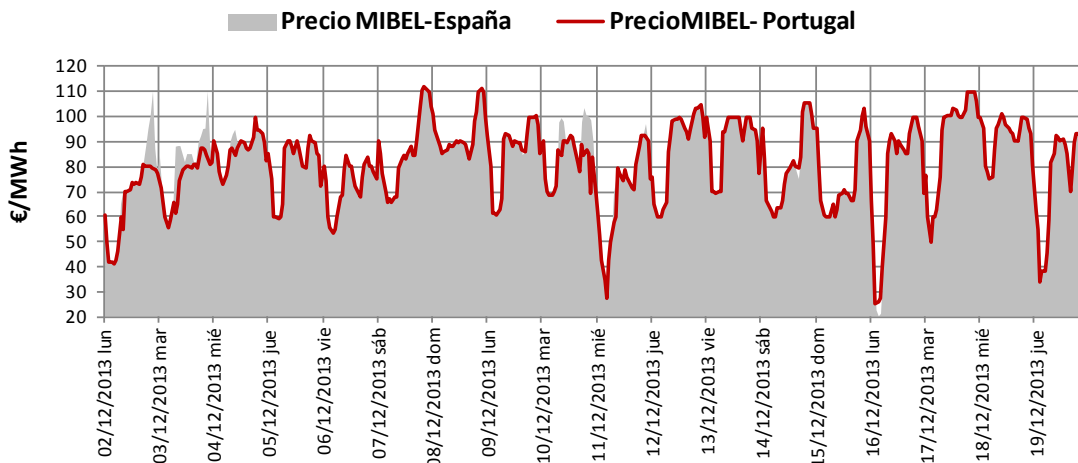
(85) El precio del mercado diario en otros países europeos como en Francia, Alemania e Italia se ha incrementado también durante el periodo de análisis, pero situándose, en todo caso, en niveles inferiores al precio del mercado ibérico MIBEL. Así, durante este periodo, el precio en zona MIBEL se ha incrementado un 64% frente a la semana anterior, mientras que en Francia, Alemania e Italia se ha incrementado un 3%, un 12% y un 8%, respectivamente.

Gráfico 20. Evolución de los precios medios del mercado diario en otros países europeos



(86) El nivel de acoplamiento del MIBEL durante el mes de diciembre se situó en el 88%, con un 8% de las horas de precio inferior en zona portuguesa y un 4% de precio superior en zona española. Tal y como se ha dicho anteriormente, destacan los días 2 a 4, 10 y 11 de diciembre, en los que se produjo un spread negativo en los precios MIBEL de entre 1 y 7 €/MWh (precio medio diario PT – precio ES), alcanzando en algunas horas hasta los 30 €/MWh de spread.

Gráfico 21. Evolución de los precios horarios del mercado diario en el MIBEL en el periodo de análisis (2 al 19 de diciembre 2013)



3.3. Liquidación negativa de los adjudicatarios vendedores en las últimas subastas CESUR: 23ª y 24 subastas

- (87) Otra circunstancia relevante que debe ser mencionada es la existencia de una liquidación desfavorable (pérdidas en la liquidación del contrato subastado en CESUR contra el precio spot subyacente) para los vendedores que resultaron adjudicatarios en la 23ª y en la 24ª subastas CESUR.
- (88) Tal y como se especifica en el artículo 10 de la Orden ITC/1601/2010, la liquidación de los productos subastados se efectuará, para el vendedor en las subastas CESUR, como el resultado de multiplicar la cantidad de producto adjudicada, en cada uno de los productos subastados, por la diferencia entre el precio resultante de la subasta y el precio horario del mercado diario, para cada uno de los productos.
- (89) En el Cuadro 1 se recoge la liquidación de los productos subastados en las CESUR desde octubre de 2011 (CESUR-16) a diciembre de 2013 (CESUR-24). Como se observa en el gráfico, la liquidación de los productos correspondientes a las subastas CESUR-16 a CESUR-22, con contadas excepciones, ha sido en general positiva para los vendedores en dichas subastas. A modo de ejemplo, el importe económico (positivo) de la liquidación de los productos adjudicados en las subastas CESUR-21¹³ y

¹³ En la CESUR-21 se subastaron, con vencimiento en el Q1-13, 3.000 MW del producto trimestral de carga base y 345 MW del producto trimestral de carga punta.

CESUR-22¹⁴ se situó en 93.060 miles de € y 64.390 miles de €, respectivamente.

- (90) Por el contrario, la liquidación de los productos subastados en la CESUR-23 y en la CESUR-24 (con datos hasta el 19 de diciembre) ha resultado, en general, negativa para los adjudicatarios de dichas subastas. En concreto, los adjudicatarios de la subasta CESUR-23 tuvieron una liquidación negativa en los tres meses que componen el periodo de liquidación de los productos subastados (Q3-13¹⁵), situándose el importe (negativo) de dicha liquidación en 10.771 miles de €.
- (91) En la 24ª CESUR se subastaron 2.500 MW del producto trimestral carga base, con vencimiento en el cuarto trimestre de 2013 (Q4-13), y 352 MW del producto trimestral carga punta con vencimiento en el mismo trimestre (lo que en términos de energía supone 5.801 GWh). El precio de equilibrio en la subasta del producto base Q4-13 fue 47,58 €/MWh y el del producto punta Q4-13 fue 57 €/MWh.
- (92) En el mes de octubre el diferencial entre el precio medio aritmético del mercado diario y el precio resultante de la 24ª CESUR fue negativo, tanto para el producto de carga base (-3,91 €/MWh) como para el producto de carga punta (-0,70 €/MWh). En el mes de noviembre, sin embargo, para ambos productos dicho diferencial fue positivo (5,77 €/MWh para el producto base y 10,04 €/MWh para el producto punta).
- (93) En el mes de diciembre (con datos hasta el 19 de diciembre), el precio medio aritmético en el mercado diario (equivalente al carga base) se ha situado en 80,43 €/MWh, por lo que el precio de equilibrio de la subasta CESUR-24 (47,58 €/MWh el producto base) ha resultado ser (ex post) un 40,8% inferior al precio medio del mercado diario en el mes de diciembre (hasta el día 19). En el caso del producto punta, el precio de equilibrio de la subasta (57 €/MWh) ha resultado un 36,2% inferior al precio medio en el mercado diario, para las horas punta, en el mes de diciembre, 89,39 €/MWh (hasta el día 19). En valor absoluto, dichos diferenciales de precios son los más elevados de los registrados desde la CESUR-16.
- (94) Como resultado de lo anterior, la liquidación para los adjudicatarios de la 24ª subasta CESUR resultó negativa hasta el 19 de diciembre, por un importe de 35.437 miles de €.

¹⁴ En la CESUR-22 se subastaron, con vencimiento en el Q2-13, 2.500 MW del producto trimestral de carga base y 380 MW del producto trimestral de carga punta.

¹⁵ En la CESUR-23 se subastaron, con vencimiento en el Q3-13, 2.500 MW del producto trimestral de carga base y 572 MW del producto trimestral de carga punta.

- (95) Cabe mencionar que, como resultado de la liquidación negativa del mes de diciembre, la entidad liquidadora de la subasta, por primera vez desde la celebración de las CESUR y en aplicación de las Reglas de la subasta¹⁶, ha tenido que resolver de forma anticipada el contrato de uno de los adjudicatarios de la 24ª CESUR, al no haber sido aportada la actualización de garantías requerida en el plazo estipulado en el contrato.

¹⁶ De acuerdo al apartado 17 de las Reglas de la subasta CESUR, aprobadas por Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR y se establecen las características de la undécima subasta CESUR, la resolución anticipada de los contratos se producirá por una de las siguientes dos causas: (i) incumplimiento reiterado en el pago o (ii) falta de constitución o mantenimiento de las garantías exigidas.

Cuadro 1. Diferencial de precios entre CESUR y OMIE en las subastas CESUR (16ª a 24ª)

	Liquidación	Producto Base			Producto Punta		
		Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)	Precio medio spot durante el periodo de entrega (€/MWh)	Precio resultante en la subasta CESUR (€/MWh)	Diferencial precio CESUR - precio OMIE (€/MWh)
CESUR-16	octubre-11	57,46	57,99	0,53	64,36	63,00	-1,36
	noviembre-11	48,38	57,99	9,61	56,37	63,00	6,63
	diciembre-11	50,07	57,99	7,92	55,25	63,00	7,75
	Q4-11	52,01	57,99	5,98	58,57	63,00	4,43
CESUR-17	enero-12	51,06	52,99	1,93	56,41	57,95	1,54
	febrero-12	53,48	52,99	-0,49	59,83	57,95	-1,88
	marzo-12	47,57	52,99	5,42	53,21	57,95	4,74
	Q1-12	50,64	52,99	2,35	56,43	57,95	1,52
CESUR-18	abril-12	41,21	51,00	9,79	45,20	56,27	11,07
	mayo-12	43,58	51,00	7,42	47,59	56,27	8,68
	junio-12	53,50	51,00	-2,50	58,20	56,27	-1,93
	Q2-12	46,07	51,00	4,93	50,25	56,27	6,02
CESUR-19	julio-12	50,29	56,25	5,96	55,44	61,50	6,06
	agosto-12	49,34	56,25	6,91	52,99	61,50	8,51
	septiembre-12	47,59	56,25	8,66	53,72	61,50	7,78
	Q3-12	49,09	56,25	7,16	54,04	61,50	7,46
CESUR-20	octubre-12	45,65	49,25	3,60	52,56	54,25	1,69
	noviembre-12	42,07	49,25	7,18	47,90	54,25	6,35
	diciembre-12	41,73	49,25	7,52	48,93	54,25	5,32
	Q4-12	43,16	49,25	6,09	49,85	54,25	4,40
CESUR-21	enero-13	50,50	54,18	3,68	60,36	61,15	0,79
	febrero-13	45,04	54,18	9,14	52,77	61,15	8,38
	marzo-13	25,92	54,18	28,26	30,42	61,15	30,73
	Q1-13	40,34	54,18	13,84	48,17	61,15	12,98
CESUR-22	abril-13	18,17	45,41	27,24	24,97	51,95	26,98
	mayo-13	43,45	45,41	1,96	47,09	51,95	4,86
	junio-13	40,87	45,41	4,54	48,51	51,95	3,44
	Q2-13	34,26	45,41	11,15	40,04	51,95	11,91
CESUR-23	julio-13	51,16	47,95	-3,21	57,01	55,21	-1,80
	agosto-13	48,09	47,95	-0,14	53,58	55,21	1,63
	septiembre-13	50,20	47,95	-2,25	58,26	55,21	-3,05
	Q3-13	49,81	47,95	-1,86	56,26	55,21	-1,05
CESUR-24	octubre-13	51,49	47,58	-3,91	57,70	57,00	-0,70
	noviembre-13	41,81	47,58	5,77	46,96	57,00	10,04
	diciembre-13	80,43	47,58	-32,85	89,39	57,00	-32,39
	Q4-13	54,73	47,58	-7,15	61,46	57,00	-4,46

Fuente: CNMC, OMIE y Entidad gestora de la subasta, con datos hasta el día 19 de diciembre

3.4. Conclusiones del contexto general en el que se ha celebrado la 25ª subasta CESUR

- (96) Desde el día 2 al 19 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se han incrementado hasta alcanzar los 80-90 €/MWh, llegando a niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002, representando un incremento de un 60-70% con respecto a la semana anterior cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh. Este incremento de precios se enmarca en una situación de:
- Alta demanda eléctrica motivado por las reducidas temperaturas registradas durante algunos días del periodo
 - Reducida producción eólica que se mantiene durante tres semanas consecutivas, no habiéndose registrado un escenario similar en los últimos años.
 - Reducida programación hidráulica en el mercado diario.
 - Elevada indisponibilidad de instalaciones de generación eléctrica, en especial de centrales inframarginales como son las centrales nucleares.
 - Incremento de la cotización del precio del gas natural en las transacciones a corto plazo realizadas en la península y en el sur de Francia hasta situarse en el entorno de los 40 €/MWh, motivada por un incremento de la demanda de gas, disminución de la producción en las plantas de licuación de gas en Argelia, y disminución del flujo de entrada de gas por la interconexión y de las cargas de buques programadas.
- (97) Todo ello motiva un incremento en el coste de la tecnología marginal en el mercado diario situada antes de diciembre en el entorno de los 50 €/MWh y, en el periodo de análisis, en el entorno de los 80-90 €/MWh, que se ha trasladado a los precios del mercado de contado.
- (98) En este contexto, los agentes que han resultado adjudicatarios en la 23ª y especialmente en la 24ª subastas CESUR, en la que se subastó el producto con vencimiento en el cuarto trimestre de 2013 (Q4-13), han obtenido una liquidación negativa (pérdidas en la liquidación del contrato subastado en CESUR contra el precio spot subyacente). Concretamente, en diciembre (con datos hasta el 19) los adjudicatarios de la 24ª CESUR han perdido 32,85 €/MWh por cada MW adjudicado de producto base (frente a una ganancia media de 6,02 €/MWh por cada MW adjudicado en el periodo de enero de 2009 a noviembre de 2013). Esta circunstancia podría haber afectado tanto al nivel de participación en la 25ª subasta CESUR, como a las mayores retiradas de volumen en dicha subasta que se detallan en el apartado siguiente, para resultar adjudicatarios de un

menor volumen ante unas expectativas inciertas sobre los beneficios que pueden obtener.

(99) Este entorno de precios del mercado de contado en el periodo comprendido entre el 2 y el 19 de diciembre fue trasladado de manera inmediata a los mercados a plazo, y en particular al producto Q1-14, producto negociado en la 25ª subasta CESUR el día 19 de diciembre, que resultó más de un 7% superior a las referencias de los mercados a plazo el día anterior a su celebración, y alcanzó su valor máximo en OMIP, con 58,90 €/MW, el mismo día de celebración.

(100) Sin embargo, no se considera que las circunstancias atípicas registradas durante el periodo de análisis puedan ser extrapoladas al primer trimestre de 2014, dado que el contexto energético descrito anteriormente no tiene por qué mantenerse en 2014. Ello es así por varias razones:

- La indisponibilidad prevista por el Operador del Sistema se sitúa por debajo de los 2.000 MW durante casi todo el primer trimestre de 2014, mientras que en diciembre se situó entre 4.000 y 6.000 MW. Sólo se prevé la indisponibilidad de la central nuclear de Garoña durante los meses de febrero y marzo.
- El primer trimestre suele registrar una producción eólica e hidráulica elevada, por motivos estacionales.
- Las entradas de gas procedentes de Argelia se han normalizado a partir del 26 de diciembre de acuerdo con la programación prevista por Enagás.

(101) En ese sentido, la evolución de la cotización del contrato Q1-14 en fechas posteriores a la celebración de la subasta ratifica el argumento anterior, al haberse corregido el incremento registrado durante el mes de diciembre, con un descenso del 15,1% respecto al precio de CESUR-25, hasta los 52,50 €/MWh del 24 de diciembre, situándose en valores muy inferiores a los obtenidos en el periodo de análisis (del 2 al 19 de diciembre).

4. Evolución de la 25ª subasta CESUR

(102) En esta sección se compara la evolución de la 25ª subasta CESUR con las subastas anteriores desde que entró en vigor la TUR (en julio de 2009) en las que se subastaron dos productos, base y punta, con liquidación financiera y vencimiento el siguiente trimestre. Se excluyen por tanto la 9ª y 10ª subastas, celebradas en junio y diciembre de 2009, respectivamente, por no resultar directamente comparables al haberse subastado cuatro productos trimestrales base y punta (con vencimiento en los dos trimestres siguientes) en sesiones consecutivas del mismo día.

4.1 Principales características de la subasta

(103) El 19 de diciembre de 2013 se celebró la 25ª CESUR para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR), según lo establecido en Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio. Por Resoluciones de la SEE se establecieron las reglas¹⁷, características¹⁸ y parámetros¹⁹ (volumen objeto de la subasta -VOS- por productos, reparto del VOS entre los CUR y precios de final de la primera ronda, entre otros) de la 25ª subasta CESUR (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Características y parámetros de la 25ª subasta CESUR

25ª Subasta CESUR		
Resolución de 20 de noviembre de 2013 de la SEE (Características de la subasta)		
Productos a subastar (*)	Base Q1-14	Punta Q1-14
Cantidad máxima a subastar (MW)	4.975	333
E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L	65	6
Endesa Energía XXI, S.L.U.	2.198	232
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	954	0
HC-Naturgas Comercializadora Último Recurso, S.A	88	10
Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.	1.670	85
Resolución de 11 de diciembre de 2013 de la SEE (Parámetros de la subasta)		
Precios de final de la primera ronda (€/MWh)	69	74
VOS	2.500	333
E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L	33	6
Endesa Energía XXI, S.L.U.	1.104	232
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	480	0
HC-Naturgas Comercializadora Último Recurso, S.A	44	10
Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.	839	85

(*) El periodo de liquidación de los productos punta es cada una de las 12 horas de cada día, comprendidas entre las 8:00h y las 20:00h, de todos los días naturales excepto sábados y domingos

Fuente: Resoluciones de la SEE de 20 de noviembre y 11 de diciembre de 2013

(104) La subasta se organizó en una única sesión de contratación, con posibilidad de traslado entre productos base y punta, ambos con periodo de liquidación en el primer trimestre de 2014.

¹⁷ Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR y se establecen las características de la undécima subasta CESUR.

¹⁸ Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigesimoquinta subasta CESUR.

¹⁹ Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados parámetros de la vigesimoquinta subasta CESUR, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

(105) La Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la SEE, estableció los principales parámetros de la subasta, entre los que se encuentran los parámetros de protección de la presión competitiva durante la subasta:

- El Volumen Objeto de Subasta (VOS) del producto base se situó en 2.500 MW, frente a los 4.975 MW establecidos como cantidad máxima de producto base a subastar en la Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la SEE (el volumen a subastar de producto punta (333 MW fue el mismo que el establecido como cantidad máxima a subastar). La SEE determinó el VOS una vez finalizado el proceso de calificación: (a) con la información facilitada por la Entidad gestora de la subasta, tanto a la SEE como a los representantes de la CNMC; (b) con las propuestas de volumen máximo objeto de compra para la 25ª subasta CESUR y la mejor estimación de las curvas de carga esperadas para el periodo de liquidación correspondiente al primer trimestre de 2014, que habían remitido los CUR a la CNMC; y (c) con la previsión realizada por la CNMC de las cantidades de energía horarias a producir por las instalaciones de régimen especial a tarifa en el periodo de liquidación de la 25ª subasta CESUR.
- Se estableció el precio de final de la primera ronda de los productos subastados: 69 €/MWh para el producto de carga base y 74 €/MWh para el producto de carga punta.
- El Método de Reducción del VOS de la 25ª subasta CESUR, recogido en el Anexo confidencial de la Resolución de 11 de diciembre, fue el mismo que el establecido de la 10ª a la 24ª subasta. Durante el transcurso de la subasta no se dieron las circunstancias que dan lugar a la activación de dicho procedimiento.
- La fórmula de reducción de precios entre rondas se calcula aplicando un porcentaje²⁰ de reducción sobre el precio final de la ronda anterior y contiene un elemento aleatorio (Anexo confidencial de la Resolución de 11 de diciembre). Dicha fórmula para la 25ª CESUR fue modificada respecto a la 24ª CESUR por la Entidad gestora de la subasta, al objeto de evitar que los agentes infirieran la fórmula por su participación en subastas anteriores.
- El rango de exceso de oferta (véase Cuadro 4), se establece con objeto de no proporcionar información exacta sobre el mismo y evitar que los agentes conozcan con precisión en cuántos MW la oferta de final de ronda excede al VOS, evitando por tanto que ante eventuales situaciones de pivotalidad, un agente pueda cerrar la subasta

²⁰ Este porcentaje depende del exceso de oferta de cada producto existente en la ronda anterior.

únicamente mediante una reducción de su propia oferta de venta. En línea con las propuestas de la extinta CNE y al igual que sucediera en las anteriores subastas CESUR, la información sobre el exceso de oferta total a comunicar a los agentes mediante rangos se ha vinculado al *load cap* o límite de volumen por el que un agente puede calificarse, establecido en el 66% del VOS del producto base.

4.2 Calificación de agentes en la subasta²¹

- (106) El 9 de diciembre de 2013, a las 13:00 horas, finalizó el plazo para la precalificación y calificación de los agentes interesados en participar como vendedores en la 25ª subastas CESUR, y el 16 de diciembre de 2013, finalizó el plazo para la actualización del volumen de calificación²² y de las ofertas indicativas.
- (107) Si bien la Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la SEE, fijó el Volumen Objeto de Subasta (VOS) del producto base en 2.500 MW, reduciéndolo respecto a los 4.975 MW establecidos inicialmente como cantidad máxima de producto base a subastar en la Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la SEE, cinco agentes, cuyos volúmenes de calificación eran inferiores al límite de volumen por el que un agente puede calificarse²³, actualizaron al alza los mismos, incrementando el volumen de calificación en 128 MW en total respecto el volumen calificado el día 9 de diciembre.
- (108) El volumen agregado de calificación y la ratio de elegibilidad de la 25ª CESUR fueron inferiores a los registrados en subastas anteriores con un VOS parecido, en concreto respecto a la 24ª y 22ª subastas CESUR en las que el VOS fue 2.852 MW y 2.880 MW, respectivamente. Así, el volumen de calificación de 25ª subasta CESUR fue un 12,4% inferior al volumen de calificación de la 24ª CESUR y un 10,5% inferior al volumen de calificación de la 22ª subasta.
- (109) Asimismo, dicho volumen de calificación en la 25ª subasta CESUR es el más bajo desde la undécima subasta CESUR, siendo un 25% inferior al promedio del volumen calificado de la 11ª a la 24ª subasta CESUR.

²¹ No se dan datos específicos sobre los volúmenes calificados, ofertas al final de cada ronda, volúmenes retirados y ratio de elegibilidad (volumen ofertado/VOS) por ser considerados información confidencial en el anexo de la Orden ITC/1601/2010. Sí se ofrecen datos porcentuales y variaciones de los mismos.

²² La garantía exigida por cada MW de volumen máximo total trimestral equivalente es de un mínimo de 6.000 euros.

²³ En el producto de carga base existe un límite máximo de calificación o *load cap*, equivalente al 66% del VOS. En la 25ª CESUR, el volumen máximo de calificación era de 1.650 MW.

Cuadro 3. Volúmenes de calificación agregados en las subastas CESUR de la 11ª a la 25ª subastas (base 100=25ª CESUR)

Volumen de Calificación Agregado (Base 100=25ª CESUR)	11ª	12ª	13ª	14ª	15ª	16ª	17ª	18ª	19ª	20ª	21ª	22ª	23ª	24ª	25ª
	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR	CESUR
	Q3-10	Q4-10	Q1-11	Q2-11	Q3-11	Q4-11	Q1-12	Q2-12	Q3-12	Q4-12	Q1-13	Q2-13	Q3-13	Q4-13	Q1-14
Total	150	139	148	136	154	154	158	132	118	123	118	112	115	114	100
VOS	4.212	4.068	4.306	4.406	4.288	4.258	4.363	3.451	3.575	3.334	3.345	2.880	3.072	2.852	2.833

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Entidad gestora de la subasta

(110) Por su parte, la ratio de elegibilidad en la calificación de la 25ª subasta resultó un 11,9% inferior a la registrada en la 24ª subasta y un 9,1% inferior a la de la 22ª CESUR.

Por tanto, se registró un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta inferior en un 11,5% al de otras subastas con volumen subastado similar (22ª y 24ª CESUR), lo que arroja una ratio de elegibilidad (volumen calificado/volumen subastado) un 10,4% inferior a la de dichas subastas. Asimismo, dicho volumen de calificación en la 25ª subasta es el más bajo desde la undécima subasta CESUR.

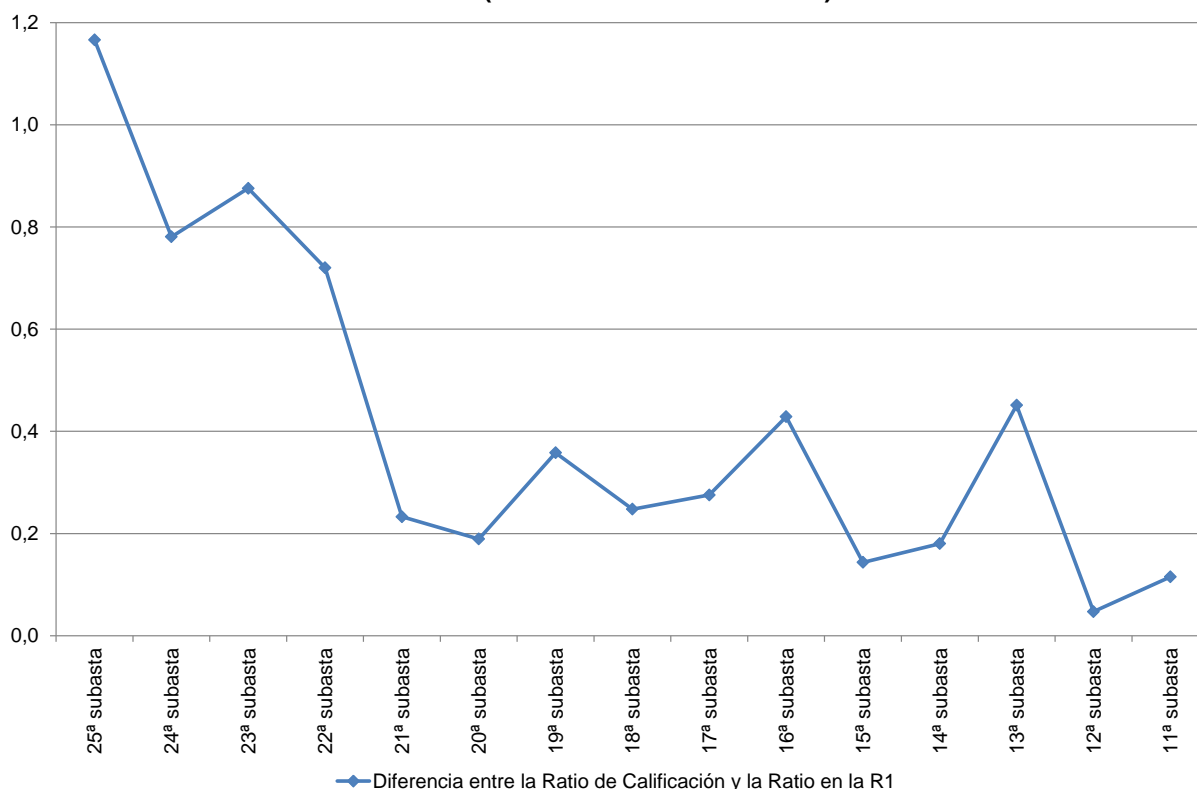
4.3 Retiradas de volumen por rondas

(111) En la primera ronda de la subasta, con un precio de final de ronda de 69 €/MWh para el producto base y 74 €/MWh para el producto punta, los agentes redujeron su oferta en el 30,6% del volumen total retirado durante la subasta.

(112) Esta ha sido la mayor retirada de volumen que se ha registrado en la primera ronda, tanto en términos absolutos (MW retirados) como en términos relativos (% del VOS), desde la 11ª CESUR. Así, respecto a las subastas con un VOS parecido, la 24ª y 22ª subastas CESUR, la retirada en la primera ronda de la CESUR-25 fue, en promedio, un 55% superior a la retirada de oferta agregada en dichas subastas.

(113) Esta retirada de oferta en la primera ronda ha dado lugar a que el diferencial entre la ratio de elegibilidad de la calificación y de la primera ronda de cada subasta, haya sido, en el caso de la 25ª subasta CESUR, el más elevado (1,17) desde la undécima subasta CESUR.

Gráfico 22. Diferencia entre la ratio de calificación y la ratio en la primera ronda (11ª a 25ª subastas CESUR)



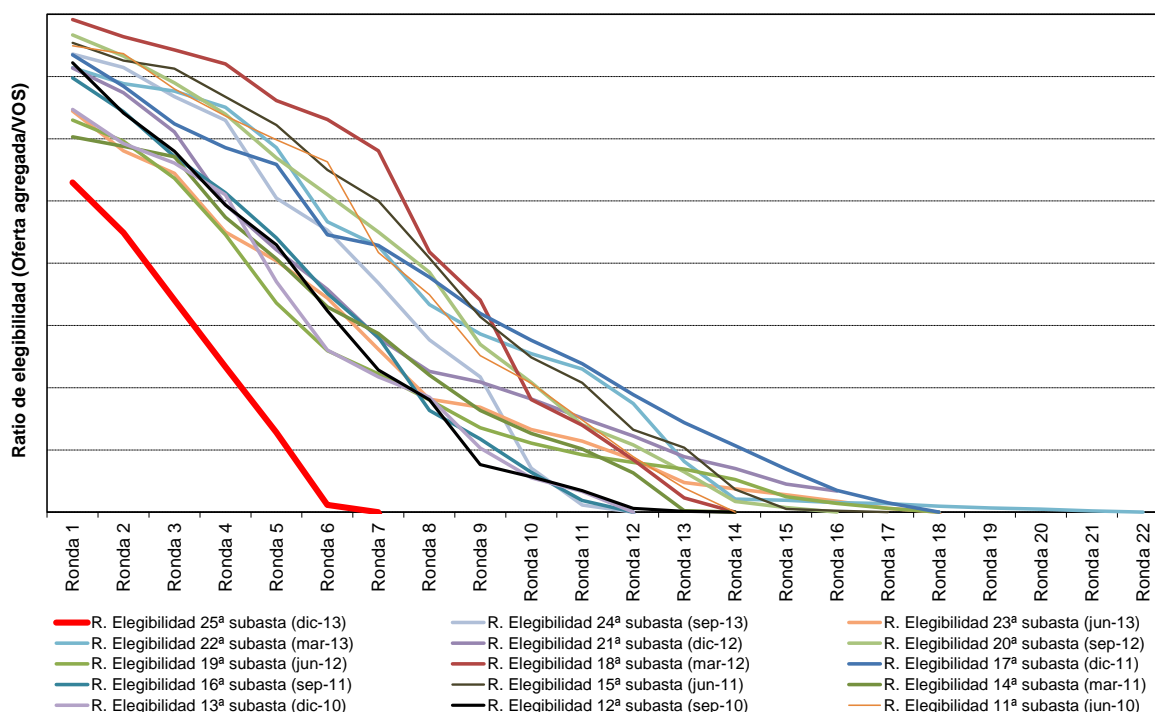
Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la Entidad Gestora de la subasta

- (114) De los 36 agentes que se calificaron en la 25ª CESUR, entre 2-5 agentes decidieron no participar en la subasta (el mayor número de agentes que deja de participar en una subasta CESUR en la primera ronda), con alguna retirada significativa del producto de carga base. Adicionalmente, otros 8-12 agentes retiraron oferta en la primera ronda de la subasta, igualmente con alguna retirada individual significativa.
- (115) De esta forma, en la primera ronda la oferta agregada se situó en el nivel más bajo de los valores registrados desde la 11ª subasta, con un descenso además mucho más acusado, tal y como se observa en el Gráfico 23.
- (116) El promedio de retirada de volumen ofertado por ronda, respecto del VOS, se situó en la 25ª subasta CESUR en un 54%, siendo el más elevado de los registrados desde la 11ª subasta CESUR (la siguiente ratio más elevada se registró en la 24ª CESUR: 37% por ronda).
- (117) En la ronda 5 de la 25ª CESUR, se “congeló” el producto de carga punta (oferta agregada inferior al volumen subastado), siendo el precio de final de la ronda para dicho producto 67,58 €/MWh. La entidad gestora de la subasta, de acuerdo a las Reglas de la misma, procedió a retener parte

de las ofertas de salida (introducidas a 67,99 €/MWh), al objeto de igualar la oferta a la demanda. Dichas ofertas de salida retenidas fueron las que marcaron el precio de la subasta para el producto de carga punta.

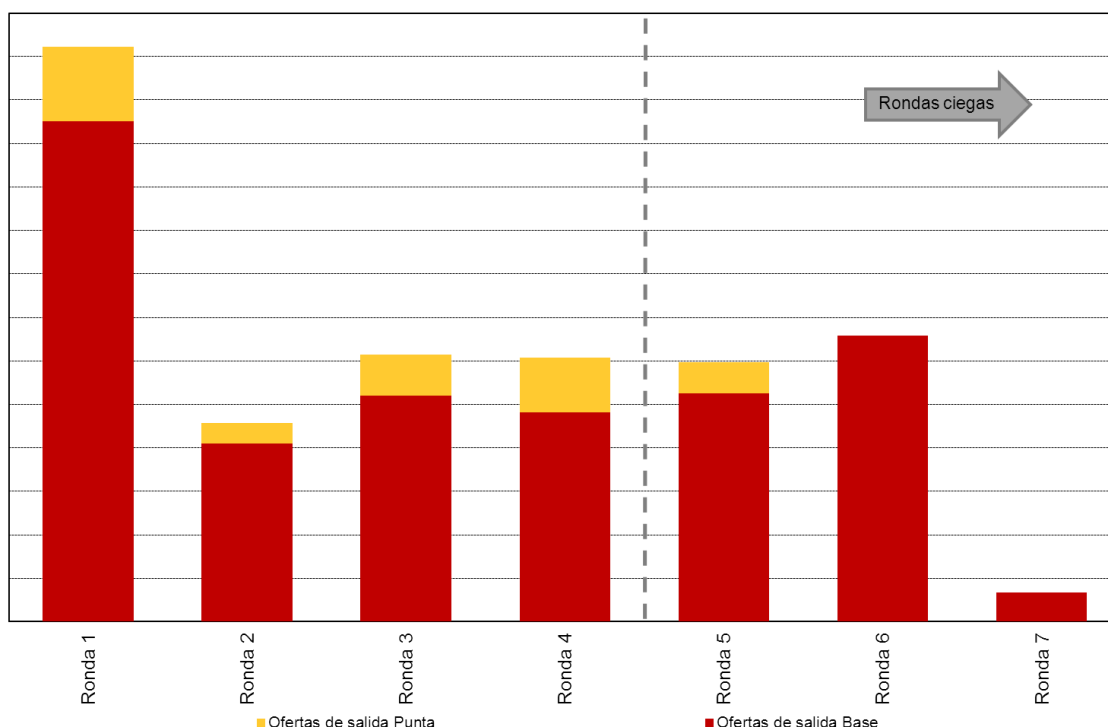
(118) La segunda mayor retirada de oferta se contabilizó en la ronda 6, en la que se retiró el 15,2% del volumen total, siendo el precio de final de ronda (61,95 €/MWh) solo un 0,19% superior al precio de equilibrio de la subasta (61,83 €/MWh). Por su parte, en las rondas 3 y 4 se retiró, respectivamente, el 14,2% y el 14,1% del volumen total retirado a lo largo de la subasta.

Gráfico 23. Ratio de elegibilidad por ronda. 11ª a 25ª subastas CESUR



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la Entidad Gestora de la subasta

Gráfico 24. Volumen retirado por ronda y por tipo de producto. 25ª CESUR



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Entidad Gestora de la subasta

(119) Por último, cabe mencionar que en la ronda 7, siendo el precio de final de ronda para el producto base 61,62 €/MWh (un 7,1% superior a la cotización en OMIP del producto de carga base con periodo de entrega el primer trimestre del 2014: 57,55 €/MWh), siete agentes introdujeron ofertas de salida en el producto base, uno de ellos por el 100% (100 MW) y otro por el 90% (90 MW) de su oferta en la ronda anterior. En dicha ronda 7, al situarse la oferta por debajo de la demanda, la Entidad Gestora de la subasta, en aplicación de las Reglas de la misma, procedió a retener oferta de salida a 3 de estos agentes. La oferta de salida retenida a uno de estos 3 agentes fue la que marcó el precio de la subasta para el producto de carga base (61,83 €/MWh).

En la 25ª CESUR se registraron retiradas de volumen agregado por ronda superiores en términos relativos a las acontecidas en las subastas 22ª y 24ª, en especial en la primera ronda (superior en un 55% al promedio de las retiradas en la primera ronda de dichas subastas), siendo igualmente la mayor retirada de volumen que se ha registrado en la primera ronda, tanto en términos absolutos (MW retirados) como en términos relativos (% del VOS), desde la 11ª CESUR.

4.4 Exceso de oferta.

(120) Si bien una de las características de las subastas CESUR, como subasta de reloj de precio descendente, es proporcionar al final de cada ronda información a los agentes para que puedan actualizar sus pujas de cara a la siguiente ronda, esta información se da en términos agregados y no es completa ni perfecta, al objeto de evitar que los agentes puedan tener un conocimiento preciso, entre otros, del exceso de oferta y que no puedan cerrar la subasta con sus pujas (a modo de ejemplo, se trata de evitar que los agentes sepan si son pivotaes²⁴, lo que les permitiría cerrar la subasta retirando parte de su oferta).

(121) Concretamente, las subastas CESUR contienen un conjunto de parámetros y mecanismos de protección, tales como:

- La restricción al volumen máximo de calificación (“*load cap*”) para evitar el acaparamiento de la oferta por parte de un único agente.
- La información sobre el rango de exceso de oferta total a comunicar a los agentes después de cada ronda.
- La regla de decremento de precios, de carácter confidencial.
- La regla de reducción de volumen, de carácter confidencial.

(122) Estos parámetros y mecanismos de protección de la subasta, cuyo objeto es que los participantes no tengan información precisa que les permita cerrar la subasta, se han ido modificando con el transcurso del tiempo para que dichos agentes no infieran las variables de control de estos mecanismos por la experiencia acumulada con la participación en anteriores subastas.

(123) En relación a los rangos de exceso de oferta total a comunicar a los agentes después de cada ronda, estos se establecen con objeto de no proporcionar información exacta sobre el exceso de oferta agregado y evitar así que los agentes conozcan con precisión en cuántos MW la oferta de final de ronda excede al volumen objeto de subasta (VOS), evitando por tanto que, ante eventuales situaciones de pivotalidad, un agente pueda cerrar la subasta únicamente mediante una reducción de su propia oferta de venta.

(124) La información sobre el exceso de oferta total a comunicar a los agentes mediante rangos se ha vinculado al *load cap* o límite de volumen por el que un agente puede calificarse, establecido en el 66% del VOS del producto base según las resoluciones de la SEE por las que se aprueban los parámetros de cada subasta. Asimismo, en las primeras rondas, en las

²⁴ Un agente es pivotal si su oferta resulta imprescindible para la cobertura de la demanda, una vez descontada la oferta del resto de los agentes.

que existe un mayor exceso de oferta, los agentes únicamente saben que el exceso de oferta agregado se sitúa por encima del 200%.

(125) Desde la 13ª subasta CESUR, celebrada el 14 de diciembre de 2010, no se han modificado dichos rangos de información del exceso de oferta agregado, siendo los siguientes:

Cuadro 4. Rangos de exceso de oferta desde la 13ª a la 25ª subasta CESUR

Exceso de oferta total expresado en % sobre la suma de los bloques a subastar de cada producto negociado en una sesión
0%-66%
66%-100%
>100%-125%
>125%-150%
>150%-175%
>175%-200%
Mayor de 200%

Fuente: Resolución de la SEE, de 11 de diciembre de 2013

(126) Analizando la evolución del exceso de oferta al final de cada ronda desde la 11ª a la 25ª subastas CESUR, se observa que en las rondas iniciales de la subasta se comunica a los agentes que el exceso de oferta agregado se sitúa por encima del 200%. Concretamente, en la 25ª subasta CESUR sólo hubo dos rondas (rondas 1 y 2) en las que se comunicó a los agentes que el exceso de oferta agregado se encontraba por encima del 200% del volumen objeto de subasta, mientras que en el resto de subastas ha habido en promedio 5,93 rondas con exceso de oferta superior al 200%, oscilando entre el mínimo de 4 rondas en las subastas 13ª y 19ª y el máximo de 8 rondas en las subastas CESUR 15ª y 18ª.

(127) Por tanto, la ronda más temprana en la que se comunicó a los agentes que dicho exceso de oferta agregado era inferior al 200% fue en la ronda 3 de la 25ª subasta CESUR. Concretamente, por primera vez al finalizar la ronda 3 de la 25ª subasta CESUR los participantes supieron que se encontraban con un exceso de oferta inferior al 200%, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010 (en las subastas 13ª y 19ª).

(128) Asimismo, el paso a un exceso de oferta inferior al 200%, al final de la ronda 3 de la 25ª CESUR, se hizo saltando el tramo de exceso del 175-200%, comunicando a los agentes que el exceso de oferta se encontraba en el rango 150-175%. Esta circunstancia (saltar un tramo de exceso de oferta) no es inusual en las CESUR, si bien en la 25ª subasta CESUR se produjo en la ronda 3, la ronda más temprana desde la undécima subasta,

siendo la 19ª subasta CESUR la siguiente subasta en la que se saltó de un rango de exceso de oferta superior al 200%, en la ronda 4, a un exceso comprendido en el tramo 150-175% en la ronda 5.

Cuadro 5. Excesos de oferta al final de cada ronda desde la 11ª a la 25ª subasta CESUR

Exceso de Oferta Agregado (%VOS Total)	VOS	R0	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14	R15	R16	R17	R18	R19	R20	R21	R22
25ª subasta	2.833	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>100%-125%	<=66%	<=66%																
24ª subasta	2.852	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>125%-150%	>100%-125%	<=66%	<=66%											
23ª subasta	3.072	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>125%-150%	>66%-100%	>66%-100%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
22ª subasta	2.880	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>125%-150%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
21ª subasta	3.345	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>125%-150%	>100%-125%	>100%-125%	>66%-100%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
20ª subasta	3.334	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
19ª subasta	3.575	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
18ª subasta	3.451	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>66%-100%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
17ª subasta	4.363	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>150%-175%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
16ª subasta	4.258	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>125%-150%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
15ª subasta	4.288	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>100%-125%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
14ª subasta	4.406	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
13ª subasta	4.306	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>175%-200%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
12ª subasta	4.392	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%
11ª subasta	4.536	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>200%	>150%-175%	>125%-150%	>100%-125%	>66%-100%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%	<=66%

Nota: en amarillo/naranja se indica la ronda en la que el exceso de oferta agregado baja por primera vez del 200%, señalándose en naranja la subasta y ronda en la que se ha saltado tramo

Fuente: elaboración propia a partir de las Resoluciones SEE por las que se determina la información que tendrá carácter público

(129) Como resultado de los análisis anteriores, los participantes en la 25ª subasta CESUR tuvieron conocimiento, al final de la ronda 3, de que el exceso de oferta agregado se encontraba en el rango 150-175%, es decir, que la oferta al final de dicha ronda se encontraba entre los 4.250 y los 4.958 MW, siendo el volumen objeto de subasta agregado de 2.833 MW (2.500 MW en base y 333 MW en punta), sabiendo en rondas tempranas que la subasta se encontraba más próxima que en otras subastas a la regla de cierre²⁵ de la misma.

Por tanto, se advierte un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, de que el exceso de oferta se encontraba en tramos inferiores al tramo ciego (definido como aquel en el que el exceso de oferta es superior al 200%).

4.5 Ronda de cierre de la subasta

(130) Como consecuencia de las tres circunstancias anteriores (menor volumen de calificación de partida, mayores retiradas y conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, del exceso de oferta en tramos inferiores al 200% de exceso), la 25ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de las subastas CESUR celebradas desde la undécima subasta, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12. En promedio, el cierre de las subastas comprendidas entre la 11ª y la 24ª CESUR se ha producido en 15,7 rondas, oscilando entre el mínimo de 12 rondas (13ª, 16ª y 24ª subastas CESUR) y el máximo de 22 rondas (en la 22ª CESUR).

(131) Más aún, si consideramos todas las subastas CESUR celebradas (la primera el 19 de junio de 2007) la 25ª subasta CESUR ha cerrado antes que ninguna otra en términos de rondas (la segunda sesión de la 9ª subasta cerró en la ronda 11).

²⁵ El cierre de la subasta CESUR se produce para todos los productos en el mismo momento, cuando no existe exceso de oferta en ninguno de ellos.

Cuadro 6. Excesos de oferta al final de cada ronda desde la 11ª a la 25ª subasta CESUR

Fecha subasta	Subasta CESUR	Nº de rondas
19/12/2013	25ª subasta	7
24/09/2013	24ª subasta	12
25/06/2013	23ª subasta	18
20/03/2013	22ª subasta	22
21/12/2012	21ª subasta	18
25/09/2012	20ª subasta	16
26/06/2012	19ª subasta	18
21/03/2012	18ª subasta	14
20/12/2011	17ª subasta	19
27/09/2011	16ª subasta	12
28/06/2011	15ª subasta	17
22/03/2011	14ª subasta	14
14/12/2010	13ª subasta	12
21/09/2010	12ª subasta	14
23/06/2010	11ª subasta	14

Fuente: elaboración propia a partir de las Resoluciones de la SEE por las que se determina la información que tendrá carácter público

Por tanto, la finalización de la 25ª subasta se produjo en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas.

4.6 Precio de equilibrio de la subasta

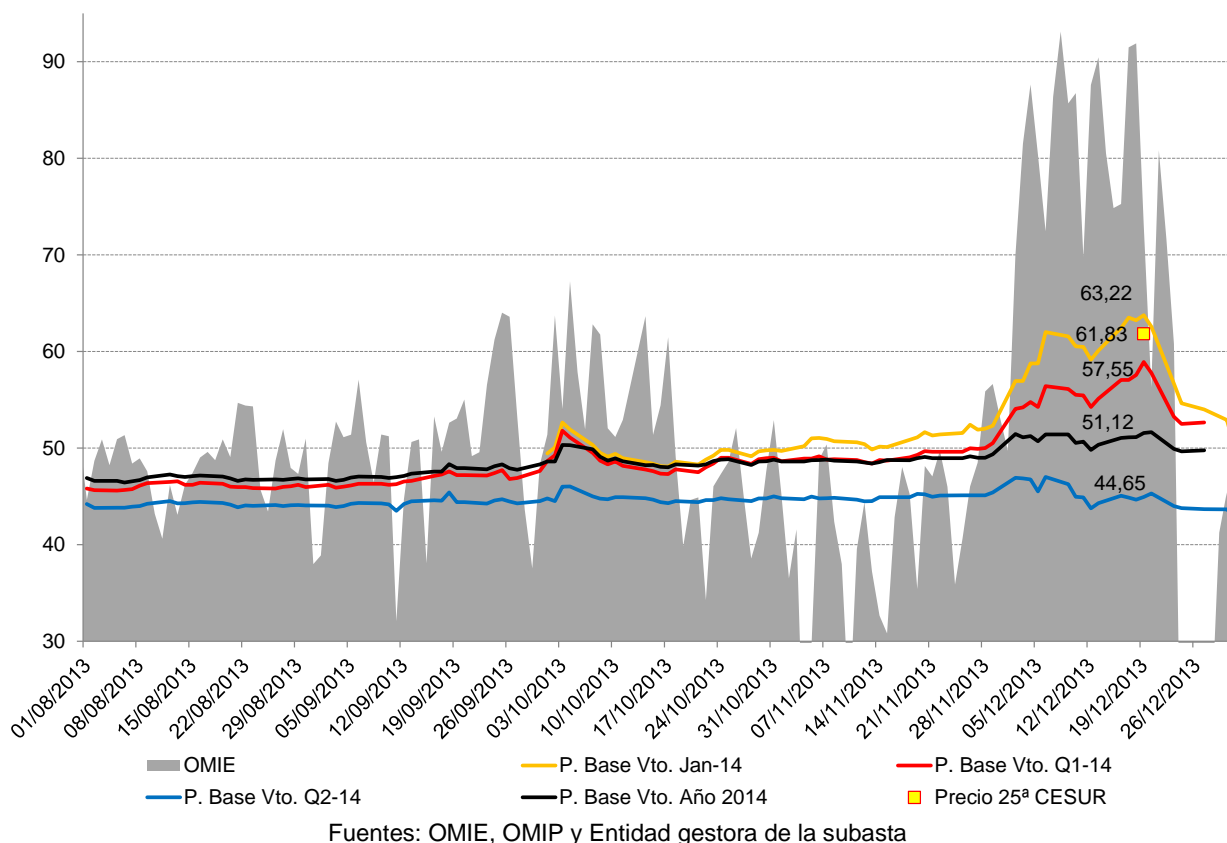
(132) El gráfico siguiente muestra, para el periodo comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de diciembre de 2013, la evolución del precio medio del mercado diario y la cotización del contrato carga base con vencimiento en el primer trimestre de 2014 (Q1-14), equivalente al subastado en la 25ª subasta CESUR, junto con el precio de equilibrio del producto base en dicha subasta (61,83 €/MWh). Asimismo, se representa la evolución del contrato mensual con vencimiento en el mes de enero de 2014, del contrato trimestral con vencimiento en el segundo trimestre de 2014 (Q2-14), para el mismo periodo considerado, y del contrato anual con vencimiento en 2014.

(133) Se observa que el precio del mercado diario durante el mes de noviembre ha sido 41,81 €/MWh, mientras que en el periodo comprendido entre el 1 y el 19 de diciembre (día en que se celebró la 25 subasta CESUR) dicho precio se ha situado en 80,43 €/MWh, descendiendo hasta una media de 63,64 €/MWh si consideramos datos hasta del conjunto del mes de diciembre.

(134) Estas subidas del precio spot fueron parcialmente anticipadas por los mercados a plazo, en especial los contratos con vencimiento el día siguiente (contratos *day-ahead*) negociados en el mercado no organizado a plazo (o mercado OTC) y se han trasladado en parte, y de forma no homogénea, al resto de contratos a plazo con horizontes de liquidación mayores y vencimiento más lejano (mensuales, trimestrales, anuales, etc.), registrando las mayores subidas los

contratos más próximos al vencimiento (en el gráfico siguiente, mensual de enero de 2014 y trimestral del Q1-14).

Gráfico 25. Evolución del precio spot y contratos a plazo (carga base) en España, en €/MWh (1 de agosto a 31 de diciembre de 2013)



(135) En el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 18 de diciembre (día anterior al de celebración de la 25ª subasta CESUR) la cotización del contrato trimestral Q1-14 ha fluctuado en el rango 47,3-57,55 €/MWh, con un incremento acumulado del 18,3%, hasta situarse en 57,55 €/MWh²⁶. En este contexto, el precio del producto base resultante de la subasta CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta.

(136) Señalar que el día de celebración de la subasta la cotización del contrato Q1-14 se incrementó en OMIP hasta los 58,90 €/MWh, resultando el precio de la 25ª CESUR un 5% superior a la cotización en OMIP de ese mismo día. Por el contrario, en los días posteriores a la celebración de la subasta, la cotización del

²⁶ En ese mismo periodo, la cotización del contrato mensual para el producto base con vencimiento en enero de 2014 se ha incrementado un 27,9%.

contrato Q1-14 ha descendido hasta los 52,65 €/MWh el día 27 de diciembre, un 14,8% inferior al precio obtenido en la 25ª CESUR.

(137) En el cuadro 7 se presenta el precio de las subastas CESUR, desde la 11ª subasta, y el precio de referencia de OMIP, tanto el día previo a la subasta como el mismo día de la subasta. Se observa que el precio de equilibrio del producto base de la 25ª CESUR (61,83 €/MWh) ha sido superior en un 7,4% a la cotización del contrato equivalente en OMIP el día anterior a la subasta (57,55 €/MWh) y un 5% superior al del mismo día de la subasta en OMIP. Esta diferencia es la mayor de todas las registradas en las subastas consideradas (desde la 11ª CESUR), oscilando las divergencias entre el precio de CESUR y la cotización del contrato equivalente en OMIP el día previo de la subasta en el rango [-1,3%; 1,7%] y entre CESUR y la cotización en OMIP el día de la subasta en el rango [-0,2%; 1%].

Cuadro 7. Precios CESUR y precios OMIP del día previo y el mismo día de la subasta (€/MWh)

Fecha subasta	Subasta CESUR	Producto base CESUR	Precio producto base CESUR (€/MWh)	Precio de referencia en OMIP del día anterior a la subasta (€/MWh)	Precio de referencia en OMIP del día de la subasta (€/MWh)	% $P_{CESURt} / P_{OMIPt-1}$	% P_{CESURt} / P_{OMIPt}
23/06/2010	11ª subasta	Q3-10	44,50	45,08	44,05	-1,3%	1,0%
21/09/2010	12ª subasta	Q4-10	46,94	46,75	46,83	0,4%	0,2%
14/12/2010	13ª subasta	Q1-11	49,07	49,38	49,15	-0,6%	-0,2%
22/03/2011	14ª subasta	Q2-11	51,79	51,25	51,35	1,1%	0,9%
28/06/2011	15ª subasta	Q3-11	53,20	53,17	-	0,1%	-
27/09/2011	16ª subasta	Q4-11	57,99	57,50	57,95	0,9%	0,1%
20/12/2011	17ª subasta	Q1-12	52,99	53,10	52,75	-0,2%	0,5%
21/03/2012	18ª subasta	Q2-12	51,00	50,83	50,75	0,3%	0,5%
26/06/2012	19ª subasta	Q3-12	56,25	55,33	55,89	1,7%	0,6%
25/09/2012	20ª subasta	Q4-12	49,25	49,85	49,34	-1,2%	-0,2%
21/12/2012	21ª subasta	Q1-13	54,18	53,30	54,07	1,7%	0,2%
20/03/2013	22ª subasta	Q2-13	45,41	45,40	45,25	0,0%	0,4%
25/06/2013	23ª subasta	Q3-13	47,95	47,65	47,90	0,6%	0,1%
24/09/2013	24ª subasta	Q4-13	47,58	47,53	47,55	0,1%	0,1%
19/12/2013	25ª subasta	Q1-14	61,83	57,55	58,90	7,4%	5,0%

Fuentes: OMIP y Entidad gestora de la subasta

(138) Por otro lado, en el cuadro 8 se presenta el precio de las subastas CESUR, desde la 11ª subasta, y el precio medio ponderado por volumen negociado en el mercado OTC, tanto el día previo a la subasta como el mismo día de la subasta. Se observa que el precio de equilibrio del producto base de la 25ª CESUR (61,83 €/MWh) ha sido superior en un 7,2% al precio medio ponderado del contrato equivalente en el OTC el día anterior a la subasta (57,67 €/MWh) y un 1,7% superior al del mismo día de la subasta en dicho mercado OTC. Esta

diferencia es la mayor de todas las registradas en las subastas consideradas (desde la 11ª CESUR), oscilando las divergencias entre el precio de CESUR y en precio del contrato equivalente en el mercado OTC el día previo de la subasta en el rango [-2,5%; 1,9%] y entre CESUR y el precio OTC el día de la subasta en el rango [-0,5%; 1%].

Cuadro 8. Precios CESUR y precios medios ponderados en el mercado OTC el día previo y el mismo día de la subasta (€/MWh)

Fecha subasta	Subasta CESUR	Producto base CESUR	Precio producto base CESUR (€/MWh)	Precio Medio Ponderado OTC del día anterior a la subasta (€/MWh)	Precio Medio Ponderado OTC del día de la subasta (€/MWh)	% PCESUR _t / POTC _{t-1}	% PCESUR _t / POTC _t
23/06/2010	11ª subasta	Q3-10	44,50	45,09	44,32	-1,3%	0,4%
21/09/2010	12ª subasta	Q4-10	46,94	46,63	46,92	0,7%	0,0%
14/12/2010	13ª subasta	Q1-11	49,07	50,34	49,14	-2,5%	-0,1%
22/03/2011	14ª subasta	Q2-11	51,79	51,10	51,27	1,4%	1,0%
28/06/2011	15ª subasta	Q3-11	53,20	53,08	53,18	0,2%	0,0%
27/09/2011	16ª subasta	Q4-11	57,99	57,47	57,86	0,9%	0,2%
20/12/2011	17ª subasta	Q1-12	52,99	53,20	53,19	-0,4%	-0,4%
21/03/2012	18ª subasta	Q2-12	51,00	50,92	50,84	0,1%	0,3%
26/06/2012	19ª subasta	Q3-12	56,25	55,20	55,79	1,9%	0,8%
25/09/2012	20ª subasta	Q4-12	49,25	49,90	49,28	-1,3%	-0,1%
21/12/2012	21ª subasta	Q1-13	54,18	53,32	53,81	1,6%	0,7%
20/03/2013	22ª subasta	Q2-13	45,41	45,78	45,64	-0,8%	-0,5%
25/06/2013	23ª subasta	Q3-13	47,95	47,66	47,80	0,6%	0,3%
24/09/2013	24ª subasta	Q4-13	47,58	47,56	47,54	0,0%	0,1%
19/12/2013	25ª subasta	Q1-14	61,83	57,67	60,79	7,2%	1,7%

Fuentes: Agencias de intermediación y Entidad gestora de la subasta

(139) Por tanto, esta diferencia entre el precio del producto base subastado en la 25ª CESUR y las referencias de los mercados a plazo ha sido la más elevada de las registradas en las últimas diez subastas.

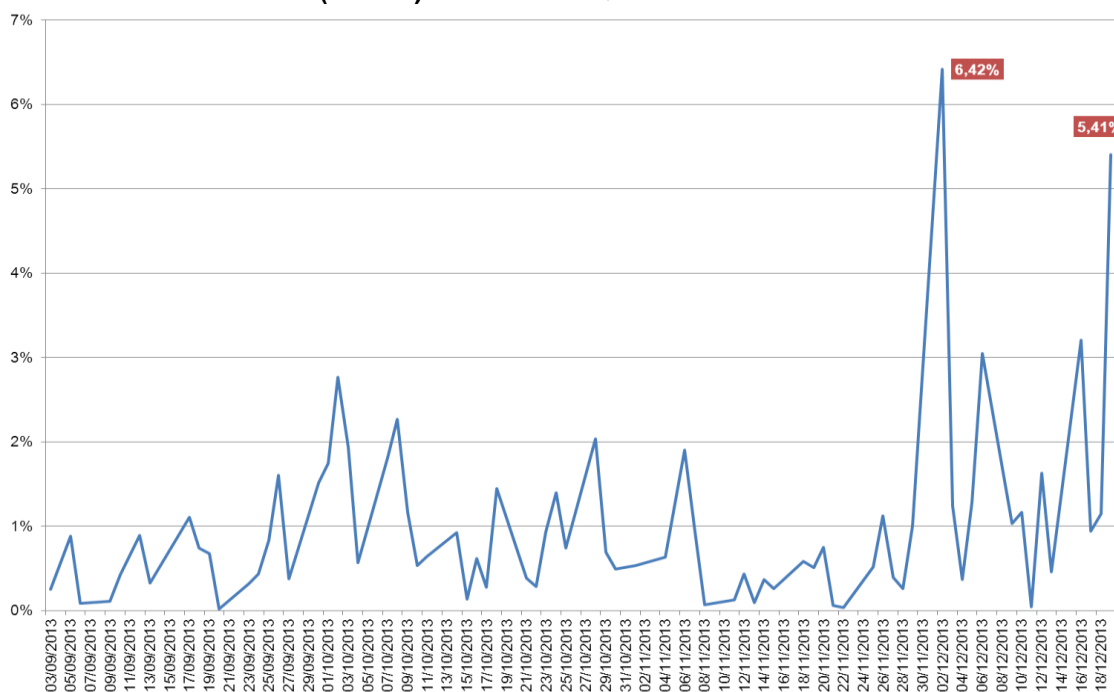
(140) Asimismo, cabe destacar que el día de celebración de la 25ª subasta CESUR, el 19 de diciembre, la cotización del contrato equivalente en carga base al subastado en CESUR (Q1-14), alcanzó su valor máximo, con 58,90 €/MW, descendiendo en los días posteriores hasta los 52,65 €/MWh del 27 de diciembre, un 14,8% inferior al precio del producto base obtenido en la 25ª CESUR (61,83 €/MWh).

El precio de la 25ª subasta CESUR (61,83 €/MWh) fue un 7% superior a las referencias de precios de los mercados a plazo eléctricos el día anterior a la subasta. Esa diferencia casi triplica al máximo anterior, pues el diferencial más alto había sido de un 2,5%. Asimismo, el precio de la subasta fue superior en un 15% a la referencia de precios del contrato equivalente en los mercados a plazo el 27 de diciembre (última cotización).

4.7 Liquidez de las referencias de precio del contrato Q1-14 en los mercados a plazo

- (141) Desde el inicio de la negociación del contrato Q1-14 en el mercado OTC y en OMIP se han negociado 13.321 MW (10.895 MW en el mercado OTC y 2.426 MW en OMIP) hasta el 19 de diciembre de 2013 (fecha en la que se celebró la 25ª subasta CESUR). El precio medio ponderado en el mercado OTC de este contrato ha ascendido a 49,96 €/MWh.
- (142) El ascenso de los precios en el mercado spot en el mes de diciembre no solo incrementó los niveles precios del contrato Q1-14 en los mercados a plazo sino que también incrementó de manera excepcional la volatilidad de dichos precios.
- (143) En particular, la variación diaria máxima (en valor absoluto) de los precios medios ponderados en el mercado OTC durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2013 fue 2,77%, mientras que en diciembre (con datos hasta el 19) la variación diaria máxima ascendió a 6,42% (véase Gráfico 26). Asimismo, la diferencia (spread) entre el precio máximo y el precio mínimo negociado en una sesión de negociación del contrato Q1-14 se incrementó en diciembre respecto a los diferenciales en los meses previos. Concretamente, el 19 de diciembre (día de celebración de la 25ª subasta CESUR) se registró en el mercado OTC el spread máximo (3,95 €/MWh) desde el inicio de la negociación de este contrato, con transacciones a precios en el intervalo de 57,8 €/MWh-61,75 €/MWh. El spread medio en el mes de noviembre fue 0,21 €/MWh, con un spread máximo de 0,8 €/MWh.

Gráfico 26. Variación diaria (en valor absoluto) en el Precio Medio Ponderado (€/MWh) del contrato Q1-14 en el mercado OTC



Fuente: CNMC a partir de los datos de las agencias mediadoras

(144) En OMIP, el nivel de variación máxima en relación al precio de referencia de en la sesión de negociación anterior de los contratos trimestrales es del 6%. En diciembre, en las sesiones de los días 2, 19 y 23, de forma coordinada con OMI Clear, y de manera excepcional, OMIP amplió los límites máximos de variación de las cotizaciones del contrato Q1-14 en relación al precio de referencia en la sesión de negociación previa, del 6% al 9%. Los precios de referencia de estos días, respecto a los de los de la sesión de negociación previa, variaron un 7,03% (de 50,50 €/MWh, el 29 de noviembre, a 54,05 €/MWh, el día 2 de diciembre) y 7,82% (de 57,77 €/MWh, el 20 de diciembre, a 53,25 €/MWh, el día 23 de diciembre). Asimismo el spread de precios negociados en OMIP el día 19 de diciembre fue 1,80 €/MWh (entre 61 €/MWh y 59,20 €/MWh).

(145) Las variaciones de precios diarias y los diferenciales de precios en una misma sesión de negociación del contrato Q1-14, que tiene un nivel de liquidez alto, registradas en diciembre, y en particular, las registradas el día de la 25ª subasta CESUR, reflejan la incertidumbre de los participantes en el mercado acerca de las referencias de precios y podrían considerarse una anomalía en mercados eficientes, en los que debe existir un consenso entre los participantes sobre cuál es el “precio correcto” y en los que las ganancias de arbitraje deberían mínimas.

(146) En conjunto, en el mes de diciembre (hasta el 19 de diciembre de 2013) se negociaron en el mercado OTC 2.865 MW del contrato Q1-14, siendo el precio medio ponderado por volumen negociado de 55,58 €/MWh, mientras que en

OMIP se negociaron en continuo 829 MW en el mismo periodo. Por tanto, el volumen negociado en los mercados a plazo en diciembre, hasta el día de la 25ª CESUR, (3.694 MW), fue superior al volumen subastado en dicha subasta.

- (147) Cabe destacar que los volúmenes negociados en diciembre sobre el contrato Q1-14, objeto de la 25ª subasta CESUR, están en orden de magnitud a los volúmenes negociados de los contratos equivalentes a los subastados en CESUR en los meses de celebración de dichas subastas. Concretamente, en la 24ª subasta CESUR, el volumen negociado del contrato Q4-13 en septiembre (hasta el 24 de septiembre de 2013) ascendió a 4.018 MW.
- (148) Situándonos en el entorno más próximo de celebración de la subasta CESUR, a continuación se presentan los volúmenes negociados en el mercado organizado de OMIP y en el mercado no organizado o mercado OTC, tanto el día previo a la subasta como el mismo día de la subasta. Se señala que los datos del mercado OTC han sido obtenidos a partir de la información que remiten voluntariamente las tres principales agencias de intermediación (brokers) a la CNMC y que dicha información ha sido solicitada oficialmente a través del Memorando de Entendimiento suscrito por la CNE y la CNMV. Por tanto, esta sección del informe será objeto de un análisis más detallado, una vez recibidos los datos (incluidas las contrapartes) del mercado OTC.
- (149) El 18 de diciembre, día anterior a la subasta, se negociaron 170 MW del contrato Q1-14 en el mercado OTC, en el rango 57,10 €/MWh–58,20 €/MWh, siendo el precio medio ponderado por volumen negociado de 57,67 €/MWh (0,66 €/MWh superior al precio medio del OTC el miércoles 17 de diciembre, 57,02 €/MWh). Ese mismo día en OMIP se negociaron en continuo 60 MW (57,05 €/MWh) y 30 MW (57,55 €/MWh) los días 17 y 18 de diciembre, respectivamente.
- (150) El día de la subasta (19 de diciembre) y durante las horas de celebración de la misma, se han realizado en OMIP tres transacciones, de 10 MW cada una, del contrato de carga base Q1-14 a 59,20 €/MWh (a las 09:55 h), 60,60 €/MWh (a las 10:50 h) y 61 €/MWh (a las 10:51 h).
- (151) En el mercado OTC, el día de la subasta, se han negociado 195 MW del contrato Q1-14 en el rango 57,8 €/MWh– 61,75 €/MWh (precio medio ponderado por volumen negociado de 60,79 €/MWh; 3,1 €/MWh superior al precio medio del día anterior). Este precio medio del mercado OTC se sitúa 1,04 €/MWh por debajo del precio de cierre de CESUR-25 (61,83 €/MWh).

4.8 Conclusiones sobre la evolución de la 25ª subasta CESUR

- (152) De acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, con la información certificada por la entidad responsable de la organización y gestión de la subasta CESUR, esta Comisión confirma y completa el pronunciamiento emitido con fecha 20 de diciembre sobre no

validación de la subasta, atendiendo igualmente a lo previsto en el artículo 14.1 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, a la vista de la concurrencia de las siguientes circunstancias atípicas que han dado lugar a que la subasta se haya desarrollado en un entorno de insuficiente presión competitiva:

- Se registró un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta inferior en un 11,5% al de otras subastas con volumen subastado similar (22ª y 24ª CESUR), lo que arroja una ratio de elegibilidad (volumen calificado/volumen subastado) un 10,4% inferior a la de dichas subastas. Asimismo, dicho volumen de calificación en la 25ª subasta CESUR (13.640 MW) es el más bajo desde la undécima subasta CESUR, siendo el promedio del volumen calificado de la 11ª a la 24ª subasta CESUR de 18.218 MW, oscilando en un rango de 15.238-21.595 MW.
- Se registraron retiradas de volumen agregado por ronda superiores en términos relativos a las acontecidas en las subastas 22ª y 24ª, en especial en la primera ronda (superior en un 55% al promedio de las retiradas en la primera ronda de dichas subastas). De hecho, en la 25ª subasta CESUR se ha registrado:
 - La mayor retirada de volumen en la primera ronda de la subasta, tanto en términos absolutos (MW retirados) como en términos relativos (% del VOS), desde la 11ª CESUR.
 - El promedio de retirada de volumen ofertado por ronda, respecto del VOS (54%), más elevado de los registrados desde la 11ª subasta CESUR.

Por ello, la ratio de elegibilidad de la 25ª subasta CESUR se situó, en todas las rondas, por debajo de los valores registrados para dicha ratio desde la 11ª subasta, con un descenso mucho más acusado.

- Se advierte un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, de que el exceso de oferta se encontraba en tramos inferiores al tramo ciego (definido como aquel en el que el exceso de oferta es superior al 200%). Concretamente, por primera vez, al finalizar la ronda 3 los agentes supieron que se encontraban con un exceso de oferta inferior al 200%, saltando dos tramos hasta el rango de 150-175% de exceso, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010. En las subastas 11ª a 24ª ha habido, en promedio, 5,93 rondas con exceso de oferta superior al 200%, oscilando entre el mínimo de 4 rondas en las subastas 13ª y 19ª, y el máximo de 8 rondas en las subastas CESUR 15ª y 18ª.
- Como consecuencia, la 25ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12. En promedio, el cierre de las subastas comprendidas entre la 11ª y la 24ª CESUR se ha producido en 15,7

rondas, oscilando entre el mínimo de 12 rondas (13^a, 16^a y 24^a subastas CESUR) y el máximo de 22 rondas (en la 22^a CESUR).

El precio del producto base resultante de la subasta 25^a CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta. Esta diferencia entre el precio del producto base subastado en CESUR y las referencias de los mercados a plazo ha sido la más elevada de las registradas desde la undécima subasta.

Cabe destacar que el día de celebración de la 25^a subasta CESUR, el 19 de diciembre, la cotización del contrato equivalente en carga base al subastado en CESUR (Q1-14), alcanzó su valor máximo, con 58,90 €/MW, descendiendo en los días posteriores hasta los 52,50 €/MWh del 24 de diciembre, un 15,1% inferior al precio del producto base obtenido en la 25^a CESUR (61,83 €/MWh).

5. Conclusiones de la CNMC de la supervisión de la 25^a Subasta CESUR

- (153) Atendiendo al análisis efectuado, esta Comisión concluye que la 25^a subasta CESUR se celebró en un contexto de precios del mercado de contado de electricidad particularmente elevados, que han afectado a las cotizaciones de los contratos negociados en los mercados a plazo, con especial relevancia en el contrato del primer trimestre de 2014, equivalente al subastado en la 25^a CESUR.
- (154) Concretamente, en relación al contexto general en el que se ha desarrollado la 25^a subasta CESUR se destaca que desde el día 2 al 19 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se han incrementado hasta alcanzar los 80-90 €/MWh, llegando a niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002.
- (155) Este incremento de precios en el mercado spot se enmarca en una situación de alta demanda eléctrica motivado por las bajas temperaturas, de reducida producción eólica y programación hidráulica, de elevada indisponibilidad de instalaciones de generación eléctrica, en especial de centrales inframarginales como las nucleares, de un cambio en la tecnología que marca el precio marginal en el mercado diario y de incremento de la cotización del gas natural en las transacciones a corto plazo realizadas en la península y en el sur de Francia.
- (156) En este contexto, los agentes que han resultado adjudicatarios en la 24^a subasta CESUR, en la que se subastó el producto con vencimiento en el cuarto trimestre de 2013 (Q4-13), han obtenido una liquidación negativa (pérdidas en la liquidación del contrato subastado en CESUR contra el precio spot subyacente), lo que podría haber afectado tanto al nivel de participación en la 25^a subasta

CESUR, como a las mayores retiradas de volumen en dicha subasta para resultar adjudicatarios de un menor volumen ante unas expectativas inciertas sobre los beneficios que pueden obtener.

(157) Este entorno de precios del mercado de contado en el periodo comprendido entre el 2 y el 19 de diciembre fue trasladado de manera inmediata a los mercados a plazo, y en particular al producto Q1-14, producto negociado en la 25ª subasta CESUR el día 19 de diciembre, que resultó más de un 7% superior a las referencias de los mercados a plazo el día anterior a su celebración, y alcanzó su valor máximo en OMIP, con 58,90 €/MW, el mismo día de celebración.

(158) Sin embargo, no se considera que la concatenación de hechos registrados durante el periodo de análisis pueda ser extrapolada al primer trimestre de 2014, dado que el contexto energético descrito anteriormente no tiene por qué mantenerse en 2014. Ello es así por varias razones:

- La indisponibilidad prevista por el Operador del Sistema se sitúa por debajo de los 2.000 MW durante casi todo el primer trimestre de 2014, mientras que en diciembre se situó entre 4.000 y 6.000 MW. Sólo se prevé la indisponibilidad de la central nuclear de Garoña durante los meses de febrero y marzo.
- El primer trimestre suele registrar una producción eólica e hidráulica elevada, por motivos estacionales.
- Las entradas de gas procedentes de Argelia se han normalizado a partir del 26 de diciembre de acuerdo con la programación prevista por Enagás.

(159) En ese sentido, la evolución de la cotización del contrato Q1-14 en fechas posteriores a la celebración de la subasta ratifica el argumento anterior, al haberse corregido el incremento registrado durante el mes de diciembre, con un descenso del 14,8% respecto al precio de CESUR-25, hasta los 52,65 €/MWh del 27 de diciembre, situándose en valores muy inferiores a los obtenidos en el periodo del 2 al 19 de diciembre.

(160) El escenario descrito anteriormente de fuerte incremento de precios en el mercado de contado ha afectado al desarrollo de la 25ª subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013, en la que se advierte la concurrencia de circunstancias atípicas:

- o Se registró un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta muy inferior al de otras subastas con volumen subastado similar (un 11,5% inferior al de la 22ª y 24ª CESUR). Dicho volumen de calificación es el más bajo desde que se celebra la subasta CESUR con las actuales reglas (un 25% inferior al promedio desde la undécima subasta CESUR).

- Se registraron retiradas de volumen agregado por ronda superiores en un 55% al promedio de las acontecidas en las subastas 22ª y 24ª. En particular, esta retirada es la mayor retirada de volumen en la primera ronda de la subasta desde la 11ª CESUR, situando la ratio de elegibilidad muy por debajo de los valores registrados hasta entonces y con un descenso mucho más acusado.
 - Se advierte un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, de que el exceso de oferta se encontraba en tramos inferiores al tramo ciego (definido como aquel en el que el exceso de oferta es superior al 200%). Concretamente, por primera vez, al finalizar la ronda 3 los agentes supieron que se encontraban con un exceso de oferta inferior al 200%, saltando dos tramos hasta el rango de 150-175% de exceso, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010.
 - Como consecuencia, la 25ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12.
 - El precio del producto base resultante de la subasta 25ª CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados a plazo (OTC: 57,67 €/MWh) y (OMIP: 57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta, siendo este diferencial el máximo registrado desde la entrada en vigor de la TUR, en julio de 2009, triplicando el diferencial máximo previamente alcanzado.
 - Las variaciones de precios diarias y los diferenciales de precios en una misma sesión de negociación del contrato Q1-14, que tiene un nivel de liquidez alto, reflejan la incertidumbre de los participantes en el mercado acerca de las referencias de precios y se consideran una anomalía en mercados eficientes.
- (161) En este contexto de precios elevados, la 25ª subasta CESUR hubiera proporcionado una única referencia de precio (61,83 €/MWh) a trasladar directamente a la fórmula del coste de la energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR), dando lugar al denominado “efecto evento” por incluir en dicha fórmula el precio de una única subasta. En este sentido, cabe recordar que los informes de mejoras realizados desde 2009 han venido proponiendo la flexibilización del esquema de las citadas subastas, aumentando el número de subastas de productos similares con un determinado periodo de liquidación (subastas de “productos solapados”), lo que permitiría aumentar la presión competitiva, disponer de más referencias de precios de cada periodo trimestral y reducir las variaciones trimestrales del coste de la energía de la TUR.

(162) De acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, esta Comisión confirma y complementa el pronunciamiento emitido con fecha 20 de diciembre sobre no validación de la subasta, como consecuencia de las circunstancias anteriores, que han dado lugar a que la subasta se haya desarrollado en un entorno de insuficiente presión competitiva.

ANEXO I: PRONUNCIAMIENTO SOBRE LA 25ª SUBASTA CESUR

“La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en el artículo 7.15 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá, entre otras funciones, la de “supervisar (...) las subastas reguladas de contratación a plazo de energía eléctrica”.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá la función de supervisión de la subasta y en particular la de validación de sus resultados.

Asimismo, la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, establece, en el criterio 19 de su anexo, que antes de que transcurran 24 horas desde el momento de la finalización de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá validar los resultados, confirmando que el proceso de la subasta se ha desarrollado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

Con fecha 17 de junio de 2010 se publicó en el BOE la Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR y se establecen las características de la undécima subasta. Dichas reglas están vigentes desde la undécima subasta CESUR.

Con fecha 15 de noviembre de 2013, la entidad responsable de la gestión de la subasta celebró una sesión informativa para aquellos agentes interesados en participar en la vigesimoquinta subasta CESUR.

La Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigesimoquinta subasta CESUR, determina entre otros, los productos a subastar (base y punta para el primer trimestre de 2014), las cantidades máximas a subastar de cada producto y el calendario de la subasta (fecha de celebración y plazo de finalización de los procesos de precalificación y calificación).

El 28 de noviembre de 2013 se celebró un ensayo de la subasta en las oficinas de OMIE y el 11 de diciembre de 2013 se celebró un ensayo con los agentes calificados desde sus propias instalaciones.

La Resolución de 11 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados parámetros de la vigesimoquinta subasta CESUR, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, establece, entre otros parámetros, el Volumen Objeto de Subasta, inferior, en el caso del producto base, a la cantidad máxima de producto a subastar inicialmente establecida en el apartado sexto de la Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía.

El 9 de diciembre de 2013, a las 13:00 horas, finalizaron los plazos de precalificación y calificación de los agentes vendedores en la subasta. El plazo para la actualización de los volúmenes de calificación y ofertas indicativas, finalizó el 16 de diciembre de 2013, a las 13:00 horas.

Ese mismo día, el 16 de diciembre de 2013, la entidad responsable de la gestión de la subasta certificó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que los procesos previos a la subasta se habían realizado de acuerdo a las Reglas vigentes para la vigesimoquinta subasta CESUR, proporcionándose a todos los agentes la misma información, siendo esta información suficiente y necesaria, y no habiéndose producido incidencias, ni ninguna reclamación formal por parte de los agentes interesados. Asimismo, certificó que los procesos de precalificación y calificación se habían realizado de forma objetiva, transparente, competitiva y no discriminatoria, y de acuerdo a la normativa vigente, considerando que el número de sujetos calificados era suficiente y que no existían argumentos que indicaran una insuficiente presión competitiva para la celebración de la subasta.

El 18 de diciembre de 2013, se realizó una prueba de conexión de los agentes calificados al sistema de subastas, al objeto de realizar una prueba de firma.

Con fecha 19 de diciembre de 2013, desde las 9:00 horas, hasta las 10:50 horas, se celebró la subasta en los términos indicados en las Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía, de 11 de junio de 2010, de 20 de noviembre y de 11 de diciembre de 2013, y demás normativa de aplicación.

La entidad responsable de la gestión de la subasta ha facilitado, el 19 de diciembre de 2013, la información requerida por los representantes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para el cumplimiento de las funciones de supervisión, conforme a lo establecido en las reglas de la subasta.

*De acuerdo a lo previsto en el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, con la información certificada por la entidad responsable de la organización y gestión de la subasta CESUR, que se ha puesto a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, **esta Comisión concluye que no procede validar la subasta**, atendiendo igualmente a lo previsto en el artículo 14.1 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, a la vista de la concurrencia de las siguientes circunstancias atípicas:*

- Un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta inferior en un 11,5% a de otras subastas con volumen subastado similar (22ª y 24ª CESUR), lo que arroja una ratio de elegibilidad (volumen calificado/volumen subastado) un 10,4% inferior a la de dichas subastas.*

- *Retiradas de volumen agregado por ronda superiores en términos relativos a las acontecidas en las subastas 22ª y 24ª, en especial en la primera ronda (superior en un 55% al promedio de las retiradas en la primera ronda de dichas subastas).*
- *Un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, del exceso de oferta en tramos inferiores al tramo ciego (superior al 200% de exceso). Concretamente, por primera vez al finalizar la ronda 3 los agentes supieron que se encontraban con un exceso de oferta inferior al 200%, saltando dos tramos hasta el rango de 150-175% de exceso, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010.*
- *Como consecuencia, la 25ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12.*

Asimismo, el precio del producto base resultante de la subasta CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta. Esta diferencia entre el precio del producto base subastado en CESUR y las referencias de los mercados a plazo ha sido la más elevada de las registradas en las últimas diez subastas, cuyo diferencial no superó en ningún caso el 2%.

Tales circunstancias y las restantes concurrentes deben ser objeto de ulterior investigación por parte de este Organismo.

Adicionalmente, todo lo anterior se enmarca en un contexto de precios elevados en el mercado spot de electricidad. En concreto, desde el día 2 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se han incrementado hasta alcanzar los 80-90 €/MWh, llegando a niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002, representando un incremento de un 60-70% con respecto a la semana anterior cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh. Este marco se produce en el siguiente contexto:

- *Un escenario de reducida producción eólica que se ha mantenido durante tres semanas. En concreto, en diciembre, la producción eólica ha sido un 30% inferior al mismo periodo del año anterior. Respecto al mes de noviembre, la producción eólica ha sido en valor medio diario un 49% inferior.*
- *Una elevada indisponibilidad de algunas centrales de generación, alcanzando en el mes de diciembre más de 6.000-8.000 MW indisponibles, cuando en el mismo periodo del año anterior se registraron 2.000-4.000 MW. En concreto, en el periodo analizado han estado indisponibles hasta 4 grupos nucleares (de los 8 existentes), por una potencia de hasta 3.510 MW, un 46% de la potencia nuclear instalada en el sistema eléctrico español, entre 541 y 2.367MW de instalaciones de carbón, entre 1.215 y*

2.410 MW de instalaciones de ciclo combinado de gas, y entre 1.215 y 2.361 MW de instalaciones hidráulicas.

- Una elevada demanda de electricidad y una elevada demanda de gas natural convencional, motivado por reducidas temperaturas registradas en este periodo.

Todo ello ha provocado el funcionamiento de centrales de gas que previamente era prácticamente nulo, habiéndose producido un cambio en la tecnología marginal pasando del carbón al gas natural. Este cambio de tecnología marginal ha supuesto un incremento de costes de un 50%. Adicionalmente, la escasez de gas natural en la península ibérica ha llevado a un incremento de los precios de gas en esta zona de un 16% en diciembre con respecto al mes anterior.

Teniendo en cuenta que el primer trimestre es habitualmente un periodo de alta producción eólica (estimado en términos medios en un 20% superior a diciembre 2013) y reducida indisponibilidad (entre 4.000 y 6000 MW menos que en diciembre), se considera que el escenario registrado en el mercado spot durante el mes de diciembre no debería ser directamente extrapolable al primer trimestre de 2014, en particular a las referencias de los mercados a plazo con vencimiento en dicho periodo.

En vista de este contexto, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ya había abierto un proceso de información previa con fecha 10 de diciembre de 2013, con objeto de analizar los movimientos inusuales en los precios del mercado eléctrico.

Por otra parte, cabe recordar las propuestas de mejora sugeridas por la extinta Comisión Nacional de Energía en sucesivos informes trimestrales posteriores a las subastas, poniendo de relieve la necesidad de realizar subastas trimestrales de productos solapados, por ejemplo, productos trimestrales y semestrales o productos trimestrales y anuales (año móvil), de modo que:

- Se garantice una suficiente presión competitiva por el menor volumen subastado en cada una de las subastas.
- Se disponga de más referencias de precios de cada periodo trimestral que se incluya en el cálculo del coste de la energía en la TUR, con objeto de diversificar el resultado de una única subasta.
- Se reduzcan las variaciones trimestrales del coste de la energía de la TUR al disponer de varias referencias de precios obtenidas en distintas fechas para cada periodo trimestral, minorando la probabilidad de que un acontecimiento determinado que afecte significativamente al precio de referencia en el momento de celebración de la subasta CESUR (“efecto evento”) se traslade directamente al coste de la energía de la TUR por tener una única referencia procedente de una sola subasta.

De conformidad con lo previsto en el artículo 14.3 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará un informe detallando los motivos que justifican el presente pronunciamiento.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia procede a solicitar información a la Comisión Nacional del Mercado de Valores en el marco de colaboración establecido en el ámbito de la supervisión del mercado no organizado (OTC) de energía”.

ANEXO II: MEJORAS PROPUESTAS A LAS SUBASTAS CESUR DESDE 2009

La Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, antes la Comisión Nacional de Energía, en el marco de sus funciones como entidad supervisora de las subastas CESUR, debe elaborar un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía (SEE). En estos informes del Organismo se presentan un conjunto de propuestas de mejora a desarrollar en las próximas subastas CESUR.

Dichos informes proponen **flexibilizar el esquema de subastas CESUR**, aumentando el número de subastas de productos similares con un determinado periodo de liquidación (subastas de “productos solapados”). Asimismo, se pone de relieve en los mismos la necesidad de realizar subastas trimestrales de productos solapados, por ejemplo, productos trimestrales y semestrales o productos trimestrales y anuales (año móvil), de modo que:

- Se **garantice una suficiente presión competitiva** por el menor volumen subastado en cada una de las subastas.
- Se **disponga de más referencias de precios de cada periodo trimestral** que se incluya en el cálculo del coste de la energía en la TUR, con objeto de diversificar el resultado de una única subasta.
- Se **reduzcan las variaciones trimestrales del coste de la energía de la TUR** al disponer de varias referencias de precios obtenidas en distintas fechas para cada periodo trimestral, minorando la probabilidad de que un acontecimiento determinado que afecte significativamente al precio de referencia en el momento de celebración de la subasta CESUR (“efecto evento”) se traslade directamente al coste de la energía de la TUR por tener una única referencia procedente de una sola subasta.

Por otra parte, se considera esencial, y así se recoge en los sucesivos informes de mejoras emitidos por este Organismo, que **el Organizador de la subasta proponga los criterios aplicables para la suspensión de la subasta, tanto antes como durante la celebración de la subasta**, a la Secretaría de Estado de Energía y, una vez aprobados, notificar estos criterios al Regulador. A estos efectos, se señala que el punto 9 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010 establece que el Organizador de la subasta puede declarar suspendida la misma ante una insuficiente presión competitiva. En este sentido, debería completarse el procedimiento y criterios asociados a la definición de eventuales circunstancias de carácter excepcional que pudieran requerir o aconsejar la suspensión de una subasta.

Igualmente, debe mencionarse el ***Informe sobre el sector energético español de 7 de marzo de 2012*** publicado en la web del Organismo, ref. 4/2012, en particular su parte V, apartado 2.2.3, donde se aboga nuevamente por modificar el esquema general de subastas CESUR, en particular: aumentar el número de subastas CESUR de productos similares con un determinado periodo de liquidación (subastas de “productos solapados”) y valorar la posibilidad de dotar de una mayor flexibilidad al esquema general de subastas CESUR.

A continuación, se resumen las distintas propuestas de mejoras formuladas por este Organismo desde la 9ª subasta CESUR celebrada el 25 de junio de 2009:

1. *Modificación del esquema general de subastas CESUR: subastas de productos solapados*

El esquema actual de las subastas CESUR se caracteriza por la celebración de subastas trimestrales de productos trimestrales (carga base y punta) con entrega en el trimestre siguiente. Los precios de equilibrio de esta única subasta determinan, junto con los factores de apuntamiento²⁷, el término del coste de la energía CEMD en la TUR, mediante una expresión matemática conocida (mecanismo de “pass-through” de precios de mercado al coste de energía de la TUR). Este esquema supone por tanto la formación del coste de la energía mediante un esquema de subastas supervisadas por el Organismo regulador. Las fechas de celebración de la subasta, periodicidad de las mismas y productos subastados determinan el esquema de “aprovisionamiento” (o cobertura) de los CUR. Este esquema determina al menos en parte la variabilidad (“volatilidad”) del término del coste de la energía CEMD.

En base a la experiencia acumulada en el proceso de supervisión de las subastas CESUR, se ha considerado que cabe flexibilizar el esquema actual de subastas CESUR. Éste supone que el término del coste de la energía (CEMD) en las Tarifas de Último Recurso (TUR) sea determinado por el precio de equilibrio de una única subasta, por lo que el esquema actual puede trasladar excesiva volatilidad a los consumidores, además de estar sujeto a un cierto “riesgo de evento²⁸”, que introduce un elevado factor de riesgo a los consumidores.

En otras palabras, el hecho que el término CEMD dependa de una única subasta supone, que trimestralmente el coste de la energía en la TUR se determine por la cotización, que en la fecha de la subasta tenga el contrato a plazo de energía eléctrica adquirido por los CUR en la subasta. Esta cotización dependerá a su vez, de las cotizaciones a plazo de combustibles (gas natural) en los mercados internacionales así como de los precios a plazo de energía eléctrica en los países de nuestro entorno. Variaciones trimestrales en los mercados de combustibles se trasladan, por tanto, de manera automática a las variaciones trimestrales del coste de

²⁷ La metodología de determinación del factor de apuntamiento se basa en datos históricos del mismo trimestre del año anterior.

²⁸ Entendido como una situación en la que coincida la celebración de la única subasta que determina el término CEMD en un entorno coyuntural de mercado altamente desfavorable.

la energía de la TUR, dado que este coste viene determinado por el resultado de una única subasta. La situación existente en los mercados a plazo de combustibles y de energía eléctrica en la fecha de la subasta tiene un efecto directo sobre el coste de la energía en la TUR para el trimestre siguiente.

Al objeto de reducir la excesiva dependencia del término trimestral CEMD respecto de la situación puntual de los mercados en la fecha de la subasta, se propone realizar subastas trimestrales de productos solapados, por ejemplo, productos trimestrales y semestrales o productos trimestrales y anuales (año móvil), al objeto de que el término CEMD venga determinado por varios precios de equilibrio de subastas celebradas en distintas fechas.

Se señala que la celebración de subastas trimestrales de productos solapados, se había señalado como una posible mejora en todos los informes previos de supervisión de subastas CESUR desde la 9ª subasta. Finalmente, cabe indicar que, si bien la Orden ITC/1601/2010 (artículo 4) permite la inclusión de productos con diferentes periodos de liquidación (hasta el año), al objeto de integrar en la fórmula de la TUR el resultado de varias subastas, la normativa actual no es todo lo precisa que sería deseable, lo que genera ciertas indefiniciones y posibles interpretaciones en la aplicación de las fórmulas, especialmente en el caso de subastar productos solapados.

Por tanto, la implementación de la propuesta de mejora, consistente en mantener un esquema de subastas con periodicidad pre-determinada (por ejemplo, mantener subastas trimestrales), pero en el que se incluyeran productos adicionales a los productos trimestrales actuales (productos solapados), al objeto de suavizar, y hacer más predecible²⁹ la evolución del término del coste de la energía CEMD, requeriría una revisión de la Orden ITC/1601/2010.

Esta propuesta es compatible con el objetivo de medio-plazo de desaparición de precios regulados, condicionada a la existencia de unas condiciones satisfactorias en los mercados, y cabe considerarla como una mejora para dicha fase de transición.

Asimismo, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que, aún en una fase de liberalización completa, deba establecerse a efectos de supervisión una metodología de cálculo de un “indicador de aprovisionamiento” basada en precios mayoristas de energía (especialmente de precios plazo), como elemento para determinar la posible existencia de márgenes (precios) minoristas excesivos (teniendo en cuenta la evolución de los precios mayoristas).

2. Valorar la posibilidad de establecer un esquema flexible de subastas

De manera complementaria al esquema anterior de subastas con periodicidad pre-determinada (por ejemplo, trimestrales) de productos solapados, cabría valorar la

²⁹ Se considera asimismo que una mayor predictibilidad del término CEMD puede ser un factor que favorezca que los comercializadores libres (pertenecientes o no a grupos integrados verticalmente) puedan realizar ofertas a consumidores suministrados por los CUR.

posibilidad de establecer un esquema de determinación del coste de la energía en la TUR basado en un esquema flexible de subastas. Cabe recordar que, en el caso español, los CUR realizan voluntariamente la solicitud de compra³⁰, por tanto, una hipotética traslación del esquema anterior se realizaría sobre la solicitud de compra de los CUR (que podría realizarse anualmente con un esquema de revisión en base a modificación de previsiones).

En este sentido, a modo ilustrativo, se señala la existencia de diversas experiencias internacionales en el diseño del esquema de subastas para la determinación de precios minoristas de energía para consumidores domésticos en base a mecanismos de mercado, tales como los esquemas actualmente vigentes en el estado de Illinois en EE.UU. (“Illinois Power Agency”) y el caso italiano (“Acquirente Unico”).

3. Proponer los criterios aplicables para la suspensión de las subastas CESUR

El punto 9 del Anexo de la Orden ITC/1601/2010 establece que el Organizador de la subasta puede declarar suspendida la misma ante una insuficiente presión competitiva. Por tanto, el Organizador de la subasta debe proponer los criterios aplicables para la suspensión de la subasta, tanto antes como durante la celebración de la subasta, a la SEE y, una vez aprobados, notificar estos criterios a los representantes de la CNE.

Se señala en sucesivos informes de supervisión sobre propuestas de mejora, que si bien se ha observado una suficiente presión competitiva en las subastas CESUR celebradas hasta la fecha de emisión de los mismos, por motivos de seguridad ante eventuales situaciones excepcionales, debería completarse el procedimiento y criterios asociados a la definición de eventuales circunstancias de carácter excepcional que pudieran requerir o aconsejar la suspensión de una subasta.

³⁰ Si bien hasta el momento, las solicitudes de compra de los CUR se han realizado por el 100% de la demanda prevista.



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA