

RESOLUCIÓN DE CUESTIÓN INTERPRETATIVA ACERCA DE LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE AJUSTE DE COSTES DE PRODUCCIÓN -TOPE DE GAS- INTRODUCIDO EN EL REAL DECRETO-LEY 10/2022, DE 13 DE MAYO, AL ACUERDO MARCO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GARANTÍA DE ORIGEN RENOVABLE EN LOS CENTROS DE CONSUMO ADHERIDOS A LA RED DE ENERGÍA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA (EC008/2022/141).

En la tramitación del procedimiento de ejercicio de las prerrogativas de interpretación del Acuerdo Marco de Suministro de Energía Eléctrica con Garantía de Origen Renovable en los Centros de Consumo Adheridos a la Red de Energía de la Administración de la Junta de Andalucía, se han puesto de manifiesto los siguientes

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero.- Con fecha 17 de octubre de 2019, se formalizó el Acuerdo Marco de Suministro de Energía Eléctrica con Garantía de Origen Renovable en los Centros de Consumo Adheridos a la Red de Energía de la Administración de la Junta de Andalucía, en adelante Acuerdo Marco, entre la mercantil ENDESA ENERGÍA, S.A.U. (en adelante ENDESA) y el órgano entonces competente en materia de centralización de la contratación pública, Dirección General de Patrimonio, de la extinta Consejería de Hacienda, Industria y Energía.

Segundo.- Mediante Resolución de 10 de junio de 2021, que fue notificada el mismo día, de la Dirección General de Contratación (órgano de contratación), de la entonces Consejería de Hacienda y Financiación Europea, se acuerda la primera prórroga del Acuerdo Marco.

Previamente, atendiendo a lo previsto en la cláusula 5 del Pliego de Cláusulas Administrativas Particulares que rige el presente Acuerdo Marco, en adelante PCAP, con fecha 27 de mayo de 2021, se notifica la actualización de precios a la mercantil ENDESA, con efectos a partir del 31 de octubre de 2021 y hasta el 30 de octubre de 2022.

Tercero.- Con fecha 27 de mayo de 2022, el órgano de contratación notifica a ENDESA el preaviso de la segunda y última prórroga del Acuerdo Marco; con más de cinco meses de antelación a la conclusión de la vigencia del mismo, de conformidad con lo previsto en la cláusula 6 del PCAP.

Cuarto.- A propuesta de los órganos responsables del Acuerdo Marco (Agencia Andaluza de la Energía y Secretaría General de Energía) con fecha 30 de mayo de 2022, el órgano de contratación notifica a ENDESA, atendiendo a lo previsto en la cláusula 5 del PCAP, y con efectos a partir del 31 de octubre de 2022, la actualización de precios que correspondería aplicar a partir del nuevo año de vigencia del Acuerdo Marco, es decir, entre el 31 de octubre de 2022 y el 30 de octubre de 2023.

Quinto.- Mediante Resolución de 8 de junio de 2022, el órgano de contratación acuerda prorrogar el Acuerdo Marco hasta las 24,00 horas del día 30 de octubre de 2023, notificándose a ENDESA con la misma fecha.

Sexto.- Con fecha 25 de octubre de 2022 la mercantil ENDESA, ante la discrepancia surgida en el seno de la Comisión de Seguimiento del Acuerdo Marco, presenta escrito mediante el que solicita confirmación de criterio interpretativo relativo a la procedencia de aplicar a los suministros que se realicen una vez entre en vigor la segunda prórroga del mismo, el 31 de octubre de 2022, el coste del mecanismo de ajuste introducido





en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, en adelante RDL 10/2022, respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del mercado (OMIE), y a todos los suministros realizados a partir del 14 de junio de 2022, respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del sistema (REE), en los términos previstos en dicha normativa.

Séptimo.- Iniciado el procedimiento de interpretación a instancias de la mercantil ENDESA, el órgano de contratación requiere a la Agencia Andaluza de la Energía y la Secretaría General de Energía, en calidad de órganos responsables del Acuerdo marco, para que en el plazo de cinco días hábiles emitan informe en el que se analicen desde un punto de vista técnico, las alegaciones contenidas en su solicitud y se pronuncien sobre la procedencia de acceder a lo interesado por la mercantil ENDESA.

Octavo.- Con fecha 7 de noviembre de 2022, el órgano de contratación recibe informe técnico de la Secretaría General de Energía y la Agencia Andaluza de la Energía, que obra en el expediente.

Noveno.- Con fecha 8 de noviembre de 2022, el órgano de contratación otorga trámite de audiencia a la mercantil ENDESA a efectos de formular alegaciones sobre el informe técnico emitido por los órganos responsables del Acuerdo Marco. Con fecha 15 de noviembre de 2022, la contratista presenta escrito de alegaciones, con el contenido que del mismo se desprende.

Décimo.- Con fecha 23 de noviembre de 2022, el órgano de contratación solicita informe a la Asesoría jurídica de la Consejería de Economía, Hacienda y Fondos Europeos, quien con fecha 7 de diciembre de 2022 emite informe AJ-CEHFE 2022/55.

Décimo primero.- Con fecha 20 de diciembre de 2022, y tras informe de la Asesoría jurídica, el órgano de contratación solicita dictamen preceptivo al Consejo Consultivo de Andalucía, que lo emite con nº 53/2023 de fecha 26 de enero de 2023.

A los antecedentes de hecho le resultan de aplicación los siguientes

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero.- Atendiendo a lo dispuesto en la cláusula 29 del PCAP del Acuerdo Marco, corresponde a la Dirección General de Contratación, como órgano de contratación, la prerrogativa de interpretar el Acuerdo Marco y los contratos basados, previa tramitación del procedimiento de ejercicio de prerrogativas establecido en el artículo 191 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014, en adelante LCSP.

Segundo.- En la cláusula 15 del PCAP del Acuerdo Marco, se designa a la Agencia Andaluza de la Energía y a la Secretaría General de Energía, como órganos responsables del mismo, asignándoles la responsabilidad de coordinar, supervisar y controlar su ejecución y adoptar las decisiones y dictar las instrucciones necesarias con el fin de asegurar la correcta realización de la prestación pactada.

Tercero.- La cláusula 3.1.6 del Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares del Acuerdo Marco (en adelante PPTP) regula el Comité de Seguimiento del mismo (órgano de control y vigilancia) atribuyéndole las siguientes funciones:



- Seguimiento de los suministros, especialmente en lo relativo a la calidad del servicio y a la facturación.
- Evaluación del progreso de las tareas y plazos planificados para la adecuación de los suministros.
- Elaboración de informes de seguimiento.
- Verificación del cumplimiento de las especificaciones solicitadas y de los compromisos adquiridos en los contratos basados que se formalicen.
- Determinación de acciones correctivas para resolución de posibles desviaciones.
- Seguimiento y control de condiciones contractuales derivadas de la prestación del suministro.

Según se desprende del escrito de ENDESA de 25 de octubre de 2022, fue en la sesión del Comité de Seguimiento celebrada el pasado 16 de septiembre de 2022 donde por primera vez se aborda en el seno de dicho Comité, como afecta al Acuerdo Marco de Suministro, el nuevo mecanismo de compensación del gas natural implementado por el RDL 10/2022, dando lugar a la presente cuestión interpretativa.

Cuarto.- El procedimiento de interpretación se rige por lo previsto en el artículo 191 de la LCSP, y en lo que resulta de aplicación por el artículo 97 del Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas aprobado por Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre.

El citado precepto dispone:

“Artículo 97. Resolución de incidencias surgidas en la ejecución de los contratos.

Con carácter general, salvo lo establecido en la legislación de contratos de las Administraciones públicas para casos específicos, cuantas incidencias surjan entre la Administración y el contratista en la ejecución de un contrato por diferencias en la interpretación de lo convenido o por la necesidad de modificar las condiciones contractuales, se tramitarán mediante expediente contradictorio, que comprenderá preceptivamente las actuaciones siguientes:

- 1. Propuesta de la Administración o petición del contratista.*
- 2. Audiencia del contratista e informe del servicio competente a evacuar en ambos casos en un plazo de cinco días hábiles.*
- 3. Informe, en su caso, de la Asesoría Jurídica y de la Intervención, a evacuar en el mismo plazo anterior.*
- 4. Resolución motivada del órgano que haya celebrado el contrato y subsiguiente notificación al contratista.*

Salvo que motivos de interés público lo justifiquen o la naturaleza de las incidencias lo requiera, la tramitación de estas últimas no determinará la paralización del contrato.”

Como se ha expuesto en el relato fáctico que contiene esta resolución, el presente expediente se inició mediante solicitud de fecha 25 de octubre de 2022 por la empresa contratista ENDESA. A continuación, de conformidad con lo que establece el apartado segundo del artículo 97 y a la vista del carácter técnico de las alegaciones formuladas por la contratista en su escrito de solicitud, se recabó informe conjunto de los órganos responsables del Acuerdo Marco, el cual se emitió con fecha 7 de noviembre de 2022. Tras ello se otorgó el correspondiente trámite de audiencia a la contratista, la cual formuló alegaciones, por lo que se ha quedado salvaguardado el derecho de contradicción.



No resulta en este caso preceptivo informe de la Intervención General de la Junta de Andalucía, dado que ni en el Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Hacienda Pública de la Junta de Andalucía, ni en el Decreto 92/2022, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Organización y Funcionamiento de la Intervención General de la Junta de Andalucía, se establece la exigencia de informe de dicho centro directivo en este tipo de procedimiento.

Quinto.- El artículo 78.3 del Decreto 450/2000, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Gabinete Jurídico de la Junta de Andalucía y del Cuerpo de Letrados de la Junta de Andalucía, indica que el Gabinete Jurídico habrá de ser consultado preceptivamente, *“Siempre que alguna norma estatal que sea de aplicación a la Comunidad Autónoma requiera informe de su Asesoría Jurídica, éste será emitido por el Gabinete Jurídico de la Junta de Andalucía”*, como es el caso que aquí nos ocupa.

Sexto.- El artículo 17 de la Ley 4/2005, de 8 de abril, del Consejo Consultivo de Andalucía, establece que será consultado preceptivamente, entre otros, en los asuntos de, *“Interpretación, modificación, resolución y nulidad de concesiones y contratos administrativos, cuando el precio del contrato sea superior a 600.000 euros para la interpretación y resolución, o que la cuantía de aquélla exceda del 20 por 100 del precio del contrato para la modificación, así como de los Pliegos de Cláusulas administrativas generales”*, como el caso que aquí nos ocupa.

Séptimo.- La cuestión que se somete a interpretación de esta Dirección General como órgano de contratación del Acuerdo Marco, queda delimitada en el escrito iniciador del procedimiento, que se presentó con fecha 25/10/2022, en el que se pide un pronunciamiento acerca de :

“(...) la procedencia de aplicar al precio del Acuerdo Marco de Suministro o como componente del mismo, a los suministros que se realicen una vez entre en vigor la prórroga de dicho Acuerdo Marco el 31 de octubre de 2022, el coste del mecanismo de ajuste introducido en el RDL 10/2022 respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del mercado (OMIE), y a todos los suministros realizados a partir del 14 de junio de 2022, respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del sistema (REE), y en los términos previstos en dicha normativa”.

Sucintamente, estas son las alegaciones que sustentan su petición:

1.- La normativa prevé que puedan surgir instrumentos de carácter coactivo que de algún modo incidan en el precio de la electricidad y que puedan suponer a los sujetos que participan en la cadena de suministro de electricidad y a los propios consumidores, un incremento de sus costes.

En este sentido, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico prevé en su exposición de motivos la obligación por parte de los consumidores de financiar los costes del sistema eléctrico español mediante el pago de los peajes de acceso a las redes y el resto de cargos, así como mediante otros instrumentos financieros. Por su parte el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, señala en su artículo 2.1 que tendrá dicha consideración cualquier otro coste atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

Esta naturaleza de coste regulatorio es la que a juicio de la mercantil tiene el coste de financiación del mecanismo de ajuste para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista previsto en el RDL 10/2022.

2.- El coste del “mecanismo de ajuste” que se impone por el RDL 10/2022 y que se deriva para los suministros eléctricos proporcionados al amparo del Acuerdo Marco que nos ocupa, debe ser repercutido en el precio de los suministros de los contratos basados en el Acuerdo Marco, estando obligado al pago del mismo la



comercializadora Endesa Energía, S.A.U (ENDESA) pero a sufragarlo la entidad contratante en tanto en cuanto consumidor final al que se le debe repercutir como un coste regulado más en la facturación.

3.- A la vista de la interpretación formulada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su Acuerdo de 28 de julio de 2022 y toda vez que el RDL 10/2022 no establece excepciones en función de las condiciones económicas o de la metodología de renovación del suministro, la sujeción al pago del mecanismo de ajuste queda desvinculada de los términos económicos del contrato, aplicándose un mero criterio temporal para dilucidar cuándo la energía suministrada queda sujeta o no a dicho pago:

Liquidación realizada por el operador de mercado: cualquier contrato de suministro de electricidad que se suscriba o renueve a partir del **26 de abril de 2022** está afectado por el coste del mecanismo de ajuste, con independencia de que sus precios se hayan visto afectados o no por aquél.

En consecuencia, los suministros de electricidad realizados tras la prórroga del Acuerdo Marco, a partir del 31 de octubre de 2022, están sujetos al mismo, estando exentos los suministros previos.

Liquidación realizada por el operador del sistema: toda energía suministrada a partir del **14 de junio de 2022**, fecha de entrada en vigor del RDL 10/2022, está obligada a soportar el coste correspondiente a dicho mecanismo en los procesos de solución de restricciones técnicas y servicios de balance.

En consecuencia, los suministros realizados al amparo del Acuerdo Marco a partir del 14 de junio de 2022 están obligados a soportar este coste de financiación.

4.- Los suministros eléctricos que ENDESA proporciona a los distintos centros o usuarios de la Junta de Andalucía al amparo del Acuerdo Marco, en calidad de consumidores finales, se benefician del mecanismo de ajuste directa o indirectamente, por imposición legal, sin que puedan quedar excluidas del ámbito subjetivo del sistema del mecanismo por el mero de hecho de tener un precio fijado al margen de los efectos del RDL 10/2022.

5.- La Administración no puede excusarse en el hecho de que el precio de un contrato sea fijo, con inclusión de todo cargo e impuesto (tributos, tasas y cánones de cualquier índole que sean de aplicación), para eludir la obligación legal de pago de los conceptos que le vengan impuestos por ley, como es el caso del coste derivado del mecanismo de ajuste, siendo este un coste regulado más.

6.- La prórroga del Acuerdo Marco es una prerrogativa de la Administración, en ejercicio de la cual no se puede perjudicar al contratista por el sobrecoste de un “coste regulado” impuesto, que previamente no existía y cuya aplicación es consecuencia de una situación sobrevenida imprevisible.

Octavo.- El mecanismo de Ajuste del tope de gas y los obligados a asumir el coste de la liquidación del mismo.

Debemos principiar explicando, con voluntad simplificadora dada la complejidad técnica que presenta la cuestión, en qué consiste y como se estructura el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista que introduce el RDL 10/2022.

El sistema de precios del mercado mayorista de electricidad, como consecuencia del diseño marginalista del mismo, determina que el precio del último kWh necesario para casar oferta y demanda decida el precio del 100% de la energía. Así, cuando hay que recurrir a una tecnología de alto coste, como el gas, el impacto se traslada a toda la energía negociada para esa hora.

Para evitar el encarecimiento que el diseño marginalista del sistema de precios del mercado mayorista de electricidad provoca, el RDL 10/2022 ha impuesto un tope (de 40 euros/MWh) al precio del gas que se utiliza en la generación eléctrica. A partir del sexto mes, el precio se irá elevando de 5 en 5 euros hasta llegar a los 70

ALEJANDRO TORRES RIDRUEJO		02/02/2023	PÁGINA 5 / 23
VERIFICACIÓN	NJyGwl9mHRC31Pf2FoMQ76F56uBv6e	https://ws050.juntadeandalucia.es/verificarFirma	



euros/MWh. Las plantas que generan electricidad con gas reciben una compensación por la diferencia entre el coste real y el coste topado que utilizan para hacer sus ofertas.

Por tanto, cada hora que se genera electricidad con gas, si su coste real es superior al tope, se remunera a las productoras por esa diferencia. Cuanto más caro sea el gas y más cantidad se emplee para producir, más elevada será la compensación.

Dicho de otro modo, lo que aprueba el RDL 10/2022, es un mecanismo mediante el cual se cubrirán por el sistema eléctrico parte de los costes de las ofertas que se presentan en el mercado mayorista de electricidad que están disparando el precio marginal (los generadores con gas, principalmente los ciclos combinados).

De forma sintética, merece la pena explicar cómo funciona el mercado mayorista de electricidad:

Para cada hora del día siguiente, los agentes representantes de los generadores eléctricos presentan al operador del mercado sus ofertas indicando a cuanto venderían la energía que produjera cada unidad de generación a esa hora y cuanta energía generarían a ese precio. El operador del mercado las ordena de menor a mayor precio, formando la curva de oferta. Para esa hora, los agentes compradores del mercado (por ejemplo: comercializadoras que tienen que adquirir energía para suministrarla a los consumidores finales con los que tienen contratos de suministro) presentan ofertas de adquisición señalando para cada una de ellas el precio que pagarían y cuanta energía comprarían a ese precio. El operador del mercado las ordena en orden descendente formando la curva de demanda. El cruce de las curvas de oferta y demanda marca el precio marginal, que será el que hayan establecido tanto la mayor oferta de venta como la menor oferta de compra en el punto de cruce denominado “casación”. Todas las unidades de generación que hayan ofrecido un precio menor a ese generarán la energía ofertada a esa hora y esa energía la usaran para cubrir sus suministros todos los compradores que hayan ofertado un precio mayor que el marginal. El precio que pagaran los compradores será igual al que cobrarán todos los vendedores de este mercado a esa hora, el precio marginal.

La situación actual, en la que el precio del gas es desproporcionadamente alto, provoca que la energía que generan y ofertan los ciclos combinados (que consumen gas para generar electricidad), sea muy elevada.

Al ser la generación renovable y nuclear insuficiente para cubrir la demanda, ello determina que esas centrales de gas tengan que entrar a funcionar, a pesar de ofrecer energía a precios muy altos todas las horas, produciendo precios marginales muy altos. El mecanismo del RDL 10/2022 lo que hace es pagar parte del coste del gas a estos generadores para que reduzcan así el precio de sus ofertas, de forma que se reduzca el precio marginal, que es el que cobrarán no sólo los generadores con gas sino todos los generadores que habían ofrecido su energía a un precio mucho menor.

Y el RDL 10/2022 fija con claridad quienes son los obligados a abonar el coste asociado a este mecanismo de ajuste. Así, establece en sus artículos 7.4¹ y 7.6² que el coste asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste supondrá una obligación de pago que será distribuida entre todas las unidades de adquisición de los

¹ El coste o ingreso total asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del mercado en cada periodo de negociación a que se refiere el apartado anterior, supondrá una obligación de pago o un derecho de cobro, que será distribuida por el operador del mercado entre todas las unidades de adquisición de los agentes del mercado ibérico de la energía eléctrica, en proporción a la energía programada para ese periodo en su programa horario final después del mercado continuo.

² Asimismo, el coste o ingreso asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del sistema en cada periodo horario a que se refiere el apartado anterior supondrá una obligación de pago o un derecho de cobro, que serán distribuidos por el operador del sistema entre todas las unidades de adquisición de los participantes del mercado ibérico de la energía eléctrica de su zona respectiva, en proporción a su energía medida en barras de central para ese periodo.

ALEJANDRO TORRES RIDRUEJO		02/02/2023	PÁGINA 6 / 23
VERIFICACIÓN	NJyGwl9mHRc31Pf2FoMQ76F56uBv6e	https://ws050.juntadeandalucia.es/verificarFirma	



participantes del mercado ibérico de la energía eléctrica, pues son éstos a los que favorece la activación del mecanismo, ya que el precio marginal, que es el que pagan, baja sensiblemente. Dicho de otro modo, **el pago del gas a generadores, ajuste “tope del gas”, debe realizarse directamente por aquellos a los que favorece, es decir, los compradores en el mercado mayorista. Este es el caso de ENDESA, comercializadora adjudicataria del Acuerdo Marco.**

Hasta aquí la norma es clara por lo que ninguna duda interpretativa presenta.

Noveno.- La posibilidad de repercutir el coste del mecanismo de ajuste a los consumidores finales: la laguna de la norma al no establecer nada al respecto en su articulado.

En efecto, ninguna referencia encontramos en la parte normativa acerca de la posibilidad, y en su caso, como habría de llevarse a cabo la repercusión del coste del tope de gas a los consumidores finales.

Solo el preámbulo hace alguna referencia a esa posibilidad. Y en este punto es relevante recordar que la parte expositiva de una norma, ante las lagunas de la misma constituye un elemento interpretativo cualificado pues permite extraer su espíritu y finalidad, dado que es en el preámbulo donde el legislador explica la “ratio legis” permitiendo delimitar su contenido y alcance. La relevancia exegética del preámbulo ha sido puesta de manifiesto por el TS en sentencias como la de 19 de junio de 1992, o por el TC en sentencia 23/2005, de 7 de abril.

Y la parte expositiva del RDL 10/2022, en su apartado tercero señala:

“Este real decreto-ley desarrolla un mecanismo temporal que limita el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad, como consecuencia del diseño marginalista del mismo, que determina que el precio de toda la electricidad es fijado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo el gas natural la tecnología que con mayor frecuencia actúa como tecnología marginal.

*La medida se configura como un mecanismo de ajuste del coste producción de las tecnologías fósiles marginales, que tiene como efecto una reducción equivalente a dicho ajuste en las ofertas que dichas tecnologías realizan en el mercado, con la consiguiente reducción de precio de casación del mercado. **Las cantidades correspondientes a dicho ajuste son financiadas por aquellos consumidores que se benefician de la referida reducción, resultando en cualquier caso un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida.** El mecanismo se encontrará en vigor durante un periodo de 12 meses (...).*

*Por el lado de la demanda, el coste total del ajuste a las tecnologías marginales se repartirá entre **aquella parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas (...).***

De acuerdo con las funciones previstas en los artículo 8 y 12 del RDL 10/2022, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), aprobó un Acuerdo de 28 de julio de 2022 en el que se daba respuesta a diferentes consultas planteadas por varias empresas en relación con la financiación y facturación del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, y se emitían recomendaciones a comercializadores sobre facturación a consumidores finales en relación con el citado mecanismo de ajuste.

A los efectos que aquí interesan, el mencionado acuerdo de la CNMC, a partir de la página 11 de su “Anexo I” responde a esta pregunta: **¿Qué tratamiento debe tener el coste del mecanismo de ajuste en la facturación realizada a los clientes finales?**



Extractamos algunos fragmentos relevantes de la respuesta que se da a la pregunta por parte de la CNMC:

“La financiación del mecanismo de ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022 **constituye un componente más de la liquidación llevada a cabo por los operadores del mercado y del sistema a las unidades de adquisición** afectadas por la financiación del mismo (...)

En el mercado libre, **la facturación de dicho término** a los clientes finales deberá realizarse **conforme a los términos contemplados en los contratos de suministro**. Con carácter general, de acuerdo con la información obtenida en la labor de supervisión de la CNMC, las comercializadoras en mercado libre, contemplan en sus contratos el traspaso de nuevos componentes fijados por la regulación al consumidor y bajo este marco, estarían contemplando, en los casos en los que proceda, el traslado al consumidor de un concepto separado en la factura con el coste correspondiente que hayan tenido que soportar efectivamente estas empresas.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso en que **no se haya pactado ninguna cláusula** concreta con el cliente relativa a la financiación de este mecanismo, sería recomendable que la facturación del mecanismo de ajuste se realice conforme las recomendaciones indicadas en el **anexo 2** del presente documento”

Y en dicho Anexo II se dice:

“(…) los sujetos obligados a la financiación del mecanismo de ajuste son los **agentes de mercado compradores en el mercado** – comercializadores y consumidores directos (...)

(…) no existe en el mecanismo una **relación directa** entre el **pago del sujeto obligado** y la **imputación de ese coste al consumidor** en mercado libre. No obstante lo anterior, cabría esperar que el reparto del coste que realice el comercializador entre sus clientes, tal y como indica la exposición de motivos, **se haga entre aquellos consumidores que se benefician de las ventajas del mecanismo.**”

Por tanto, según la CNMC, en el mercado libre, la facturación de dicho término a los clientes finales deberá realizarse conforme a los términos contemplados en los contratos de suministro.

Es decir, que habrá que estar al contrato en concreto y en caso de que no haya previsión expresa -toda vez que el RDL 10/2022 no contempla una repercusión automática- habrá que analizar si concurre el parámetro o condición que recoge el preámbulo para que sea posible la traslación al consumidor final. Es decir, determinar si la Junta de Andalucía se ha beneficiado, en virtud del régimen contractual contemplado para el Acuerdo Marco, de las ventajas del mecanismo de ajuste.

Anticipamos que la respuesta a ambas cuestiones es negativa.

Décimo.- El Acuerdo Marco no contempla la facturación a las entidades afectadas por el mismo de un nuevo término o componente “tope de gas”, antes al contrario, prevé expresamente la imposibilidad de facturación del mismo.

La afirmación que se acaba de hacer queda adverbada con la mera lectura de la cláusula 5 del PCAP del Acuerdo Marco donde se regula la forma de determinar el precio del suministro por parte de las empresas que concurran a la licitación:

“El precio incluirá todos los demás tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación”.

No puede aceptarse el razonamiento que de contrario formula ENDESA -con sustento en el informe de la Junta Consultiva de Contratación del Estado, expediente nº 37/2021- en el sentido de que los efectos de un



cambio legal se imponen a cualquier prescripción de un pliego de cláusulas administrativas particulares, que en consecuencia no puede prevalecer sobre una norma de rango legal.

De entrada, se ha de reiterar que la norma aquí controvertida ni siquiera regula expresamente la facturación o repercusión del mecanismo al consumidor final. La CNMC traslada esta cuestión a lo que el documento contractual pueda disponer.

Y en este punto, la cláusula 5 transcrita es tajante. Debe recordarse que conforme al artículo 122 de la LCSP, los Pliegos de cláusulas administrativas particulares de los contratos, entre otros extremos, recogen “*los pactos y condiciones definidores de los derechos y obligaciones de las partes del contrato*”, estando investidos de presunción de legalidad y erigiéndose, a falta de impugnación, en “*lex contractus*” que vincula tanto a la Administración como al licitador y a aquel de ellos que finalmente resulta adjudicatario.

La plena eficacia de la previsión contemplada en la reiterada cláusula 5 deriva por tanto del hecho de ser consentida por ENDESA.

Pero es que además está plenamente justificada atendiendo a los términos en que fue diseñada la forma de determinación del precio del Acuerdo Marco y sus prórrogas. Diseño que va a ser expuesto brevemente a continuación

Por lo que respecta a las ofertas, el modelo diseñado por la Administración de la Junta de Andalucía para su Acuerdo Marco pretendía, por un lado, ofrecer la mayor estabilidad a los precios de la energía que le fuera suministrada, ya que la Administración está sometida a unas rigideces presupuestarias que dificultan la asunción de gastos no previstos como los derivados, en ocasiones, de la volatilidad de los precios de la electricidad. Por otro lado, se buscaba obtener un buen precio en las ofertas en base a facilitar ventas de poco riesgo a la adjudicataria y, por supuesto, teniendo en cuenta el importantísimo volumen de compra estimado para cada año, superior a los 125 M€/año en el inicio del contrato. Así, a título de ejemplo baste destacar que la segunda prórroga acordada para el contrato centralizado basado en el Acuerdo Marco, para las Consejerías, Agencias administrativas y de régimen especial de la Junta de Andalucía asciende a un importe de 191.683.797,95 euros, I.V.A incluido.

Para dar comodidad a los licitadores y garantizar la concurrencia, se diseñó un sistema que facilitara a aquellos cubrir la energía que iba a suministrar a la Administración cada año a un precio inferior al que ofreciera en su oferta (esto es, asegurarse una energía a un precio determinado en el momento en el que la tenga que entregar a su cliente). Para ello, se recogió en los pliegos reguladores del Acuerdo Marco el siguiente sistema de fijación de precios:

- Los precios de la energía que se aplicarían a cada una de las tarifas de las entidades que contrataran sus suministros en base al Acuerdo Marco, se fijarían con varios meses de antelación a la fecha en que este comenzaría a desplegar sus efectos, calculando la media aritmética del precio de cierre diario (Settlement Price) de la cotización del producto de base OMIP (FTB) correspondientes el primer año a Q4 2019, Q1 2020, Q2 2020 y Q3 2020 durante el período del 01/03/2019 al 30/04/2019. Ese precio medio así calculado se aplicaría a la energía durante un año desde el 31 de octubre siguiente. Cada año se actualizaría el precio usando los mismos meses de referencia.
- El precio total se calcula sumando a ese valor del precio de la energía unas cantidades que se obtienen según un procedimiento recogido en el PCAP. Este procedimiento se aproxima a los costes que el sistema obliga a pagar a la comercializadora por su compra de electricidad en el mercado mayorista (la que luego vende a la Junta de Andalucía) y prevé también su actualización según se actualizan los valores de esos costes expresamente recogidos en el citado pliego.



- Al precio se le añaden los costes de gestión (**FEE**) y de compra de garantías de origen (**GdO**) que los licitadores incluyan en su oferta.

Como se ha anticipado, el PCAP recoge que **“El precio incluirá todos los demás tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación”**, es decir, que todos estos conceptos (tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación) se entienden incluidos en las cuantías resultantes de las fórmulas establecidas y sus actualizaciones.

Debe reiterarse que lo que se pretende con este sistema es reducir el “riesgo y ventura” consustancial a todo negocio jurídico bilateral, con la finalidad de que en sus ofertas se minimicen las primas de riesgo que los licitadores repercutan, y por tanto que estas sean lo más bajas posibles. Sin embargo, ese riesgo no es y no puede ser nulo. Siempre habrá riesgos que la contratista debe asumir y en buena lógica cubrir, y que impactan en las ofertas que pueden realizar en el marco del proceso de licitación. Recordemos que el artículo 197 de la LCSP consagra como principio rector de la ejecución de los contratos del sector público el de “riesgo y ventura” del contratista.

Esos riesgos son conocidos por los ofertantes antes de realizar sus ofertas y entre ellos cabe citar los siguientes:

- El riesgo sobre los precios fijos anuales:

Aunque se establecen unos precios que la comercializadora cobrará a la Junta de Andalucía basados en los resultados del mercado de futuros OMIP, dado que la referencia de estos precios es la de los meses de marzo y abril (según se recoge en la tabla de desarrollo de la fórmula del precio final de la energía por periodo de la cláusula 5 del PCAP del Acuerdo Marco) para conseguir energía a esos precios para el año futuro se tendría que comprar en marzo y abril que es cuando está realmente a ese precio, y dado que el Acuerdo Marco no se firmaría con el adjudicatario hasta el mes de agosto o septiembre de 2019, en esa fecha el mismo ya no podría cubrir los costes del primer año a los precios de referencia. La misma circunstancia se da en las prórrogas porque estas se comunican al contratista en el mes de mayo, pasados los meses de abril y marzo de referencia. Además, por las fechas de comienzo del Acuerdo Marco y sus contratos basados (condicionadas por el fin del anterior), las coberturas trimestrales no se ajustan exactamente al periodo del mismo (el Q4 empieza el 1 de octubre y el Acuerdo Marco y sus contratos basados comienzan el 31 de octubre, y el Q3 termina el 30 de septiembre cuando el Acuerdo Marco y sus contratos basados expiran el 30 de octubre según el año que corresponda).

La razón de que este sistema se haya establecido incluyendo estos riesgos para el contratista, está en que si se estableciesen como fecha de entrada en vigor del Acuerdo Marco y sus prórrogas una anterior a los periodos de referencia en los que se fija el precio, resultaría muy complicado calcular por parte de la Administración los importes del presupuesto de los contratos basados en el Acuerdo Marco así como sus prórrogas. Si la vigencia inicial del Acuerdo marco y sus prórrogas comenzaran en febrero, por ejemplo, no se podría asegurar cual sería un coste razonablemente ajustado de cada contrato basado en el mismo, que se podrá saber cuándo se publiquen en marzo y abril los precios de referencia OMIP.

- El riesgo regulatorio:

Aunque se establece un sistema de cálculo y actualización de los componentes del precio del Acuerdo Marco en base a los elementos de coste que conforman los pagos que de forma regulada debe afrontar la comercializadora en su actividad, puede haber cambios normativos que alteren la estructura de esos costes quedando fuera del marco construido para este específicamente. Esta conclusión se corrobora



con la afirmación tajante contenida en la cláusula 5 del PCAP del Acuerdo Marco al indicar que *“El precio incluirá todos los demás tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación”*.

Por estos motivos, y como se ha comentado, las ofertas que las empresas presentan deben incluir el coste que para ellas supone cubrir estos riesgos.

Otro de los argumentos que esgrime ENDESA para defender que el coste del mecanismo de ajuste debe repercutirse en las facturas derivadas del Acuerdo Marco parte de la base de considerar que dicho coste es un nuevo “cargos del sistema eléctrico” y como tal repercutido al consumidor. Todo ello con base a la doctrina ya comentada de los órganos consultivos (entre otros el informe 37/2021 de la JCCE) conforme a la cual *“los efectos del cambio legal se imponen a cualquier prescripción del pliego”*. Ya se ha argumentado que tal doctrina no puede ser de aplicación cuando es el propio pliego -que el contratista acepta- el que traslada el riesgo regulatorio al adjudicatario, pues la fijación del precio incluye *“todos los demás tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación”*.

A mayor abundamiento, vamos a analizar cómo se definen los “cargos del sistema eléctrico” en la normativa sectorial para concluir que además de lo ya argumentado, el coste del mecanismo de ajuste no presenta tal naturaleza.

Partimos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico cuyo preámbulo anticipa que la financiación de los costes del sistema será por parte de los consumidores mediante el pago de los peajes de acceso a las redes y el resto de **cargos**.

El artículo 18 se refiere al cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas:

*“1. Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los precios o cargos por otros servicios regulados destinados al suministro de energía eléctrica **serán recaudados por las empresas distribuidoras** y, en su caso, por el operador del sistema, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones previsto en la presente ley y en su normativa de desarrollo. A estos efectos, **los ingresos por peajes o cargos serán los que hubieran debido ser facturados por aplicación de la normativa que los establezca, con independencia de su efectiva facturación y cobro por parte de los sujetos obligados a su recaudación**”*.

No se hace referencia alguna a como se hace esa “recaudación” al consumidor final. Es decir, la comercializadora es la que paga al sistema los peajes y cargos, que serán los que correspondan según los consumos y características de sus clientes, pero no entra en como deberá facturar estas cantidades a los consumidores finales. Lo deja a la relación suministrador-cliente que se regula en el contrato de suministro de electricidad. Y en ningún caso se exige que esos conceptos sean diferenciados del resto de conceptos facturados por estos contratos. No hay por tanto una trazabilidad de los pagos de esos conceptos desde el consumidor final al sistema. Aún a riesgo de ser reiterativos, nuevamente cobra importancia la previsión de la cláusula 5 del PCAP (*El precio incluirá todos los demás tributos, tasas y cánones de cualquier índole, que sean de aplicación*).

En desarrollo de la Ley del Sistema Eléctrico, se dicta el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, cuyo artículo 1.2, al delimitar el objeto y ámbito de aplicación señala que *“los cargos serán de aplicación a los consumidores del sistema eléctrico”*.

Por su parte, el artículo 2.1 enumera mediante sistema de lista cerrada, los conceptos incluidos en la determinación de los cargos, lista en la cual no se encuentra el mecanismo de ajuste que analizamos, el cual no puede entenderse incluido en la cláusula de cierre que contempla el apartado k): *“Cualquier otro coste*



atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico **por una norma con rango legal** cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico”.

Ya se ha dicho que el RDL 10/2022, ni define el mecanismo de ajuste como cargo del sistema eléctrico, pues establece que el pago de su coste corresponde a los compradores en el mercado mayorista, ni tan siquiera contempla en su articulado una repercusión automática al consumidor final, debiendo estarse -según interpreta la CNMC- a lo que establezca el contrato de suministro y en su defecto al análisis de si concurre el parámetro o condición que recoge el preámbulo para que sea posible la traslación al consumidor final. Es decir, determinar si el suministrado se ha beneficiado de las ventajas del mecanismo de ajuste.

Décimo primero.- La Junta de Andalucía y resto de entidades destinatarias del Acuerdo Marco no se benefician del mecanismo de ajuste.

Descartado que ha sido que la repercusión del coste del mecanismo de ajuste deba hacerse por imposición legal o contractual atendiendo al clausulado del Acuerdo Marco, vamos a acreditar que, a mayor abundamiento, el mecanismo de ajuste no tiene ningún impacto -ni positivo ni negativo- en la dinámica del contrato de suministro eléctrico REDEJA y por tanto, sus entidades destinatarias no se benefician del mismo, por lo que carece también de fundamento por este motivo la repercusión que pretende ENDESA en las facturas.

El mecanismo de ajuste no ha beneficiado en nada a la Administración contratante, que fijó unos precios para su segunda prórroga de 165 €/MWh -en estricto cumplimiento de lo que establece el PCAP- tomando como referencia los precios que se marcaron en mercados de futuro entre el 1 de marzo y el 30 de abril de 2022, cuando aún no se había publicado el Real Decreto Ley 10/2022, sin que por tanto dichos precios que pueden calificarse como altos (no sólo respecto a los 54 €/MWh sino incluso respecto al mercado mayorista que a fecha 23 de noviembre de 2022 se está produciendo y que incluyendo los costes del tope del gas no están alcanzando los 120 €/MWh de media). En consecuencia, no ha habido beneficio alguno por parte de la Junta de Andalucía derivado de la bajada de precios en los mercados mayoristas que a posteriori de la publicación del RDL 10/2022 se produjo y, por tanto, tal y como refleja en el preámbulo de la citada norma y confirma la CNMC en su informe de interpretación, al no ser beneficiario, no puede soportar la repercusión del coste, al menos del asociado al operador del Mercado. Debe insistirse en que, en contra de lo que se afirma, ese traslado de costes no podría ser nunca automático, en cuanto que, como se refleja en la interpretación de la CNMC, “no existe en el mecanismo una relación directa entre el pago del sujeto obligado y la imputación de ese coste al consumidor en mercado libre”, y además “en el mercado libre, la facturación de dicho término a los clientes finales deberá realizarse conforme a los términos contemplados en los contratos de suministro(...)”, extremo este que ya se ha abordado concluyéndose que en los pliegos del Acuerdo Marco no se recoge la posibilidad de facturación de este término o componente.

A pesar del tenor literal del preámbulo del RDL 10/2022 y la interpretación que del mismo hace la CNMC, ENDESA insiste en considerar que:

“En definitiva, la traslación automática al precio del Acuerdo Marco del coste del mecanismo de ajuste es, pues, una consecuencia directa de la introducción por el regulador de un nuevo coste regulado, impuesto coactivamente por disposición legal, que no existía cuando se estableció la estructura de precios de dicho Acuerdo.

Confirma esta interpretación el hecho de que, de no considerarse incluido automáticamente dentro del precio la repercusión de este nuevo coste regulado, resultaría obvio que la existencia del mecanismo de ajuste es una circunstancia sobrevenida que en ningún caso el comercializador pudo prever en el momento de realizar su oferta en el proceso de licitación del Acuerdo Marco de Suministro. Y que como tal circunstancia imprevisible daría derecho a una modificación del contrato al amparo de lo previsto

ALEJANDRO TORRES RIDRUEJO		02/02/2023	PÁGINA 12 / 23
VERIFICACIÓN	NJyGwI9mHRc31Pf2FoMQ76F56uBv6e	https://ws050.juntadeandalucia.es/verificarFirma	



en el artículo 205.2.b) de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, al darse los presupuestos recogidos en dicho precepto para aplicar dicha modificación contractual.

De lo anterior cabe deducir que, ateniendo a la interpretación indicada, el coste derivado del mecanismo de ajuste debería entenderse repercutible automáticamente en el precio de aquellos suministros eléctricos que por disposición legal estén obligados a soportar el coste de dicho mecanismo. Como serían, respecto al mecanismo de ajuste liquidado por el operador de mercado, los suministros realizados a partir del 31 de octubre de 2022, al amparo de una eventual prórroga del Acuerdo Marco. Y todos los suministros realizados a partir del 14 de junio de 2022, respecto al mecanismo de ajuste liquidado por el operador del sistema.”

Respecto de esta alegación, lo primero que se debe advertir es que no es este expediente el lugar adecuado para determinar si el efecto sobre la economía del Acuerdo Marco que haya podido provocar la aprobación del mecanismo “tope de gas” habilita para llevar a cabo una modificación contractual de conformidad con lo establecido en el artículo 205.2.b) o si se dan los presupuestos que dicho precepto contempla.

La introducción del coste de continua referencia responde a que el sistema ofrece con el mecanismo asociado al tope del gas un beneficio a los compradores del mercado mayorista. ENDESA puede haber sido, o no, beneficiaria de esa ventaja³, pero lo que si clarifica el RDL 10/2022, es que si compra en el mercado en unas determinadas condiciones tiene que pagar ese coste. Y sólo en el caso de que sus clientes se beneficien de ese mecanismo, se insiste, se haya o no se haya beneficiado ENDESA en el mercado mayorista del mecanismo, la norma de rango legal, en su parte expositiva apunta -lo que es confirmado por el supervisor: CNMC- que es razonable que ese coste termine trasladándose a los clientes beneficiados. Y ya se ha repetido y demostrado que la Junta de Andalucía no se ha beneficiado de ese mecanismo.

De forma sorpresiva, en el escrito presentado con fecha 15 de noviembre de 2022 en el trámite de alegaciones, ENDESA reconoce expresamente que en la segunda prórroga del Acuerdo Marco, la Junta de Andalucía no se beneficia del mecanismo de ajuste.

Lo hace en estos términos:

*“Pues bien, siendo esta la realidad económica con anterioridad a la prórroga, lo sigue siendo igualmente con posterioridad a la misma, por lo **que resulta obvio que ni la Junta de Andalucía ni Endesa Energía se benefician del mecanismo de ajuste**, pues con anterioridad y posterioridad a la prórroga, el origen y el funcionamiento del suministro eléctrico es el mismo: venta a un precio fijo al consumidor final.”*

³ Como se apuntaba en el informe técnico de los responsables del Acuerdo Marco emitido el 7/11/2022, la Administración contratante no conoce ni condiciona como ENDESA debe realizar la compra de la energía que luego comercializa. A meros efectos dialécticos y para poner de manifiesto que no puede conocerse si la puesta en marcha del mecanismo tope de gas ha supuesto en términos generales para dicha empresa un beneficio o una pérdida de mayor o menor calado, se razona en dicho informe: “(...) que si hubiese comprado la energía en OMIP en las fechas usadas como referencia, por ejemplo, podría haber presentado contratos de cobertura de los señalados en el RDL 10/2022 como causa de exención, o podría haber negociado PPAs (Acuerdos de Compra de Potencia – Power Purchase Agreement – que son compras directas a los generadores de electricidad con contratos de largo plazo) o realizado cualquier otro tipo de compra OTC (Over The Counter – compras directas a generadores o entidades intermediarias de estos en plazos más cortos), o comprado directamente a los generadores de su grupo(...), sea como sea, haber construido una cartera de compras de la que no se entra a discernir hasta qué punto el mecanismo del tope de gas está produciéndole un beneficio por la bajada del precio de la electricidad en el mercado mayorista. No se puede obviar que todos los términos del Acuerdo Marco eran conocidos a priori por la contratista, y por tanto sus riesgos debieron ser previstos en la oferta que presentaron, cubiertos en caso de ser posible y asociado a una cartera de compras que garantizase su viabilidad”.



A continuación, razona que dado que es la Junta de Andalucía la que activa la prórroga, sin tener beneficio derivado del mecanismo de ajuste y sabiendo que ENDESA tampoco tiene beneficio, que de ahí debe seguirse que debe ser la Junta de Andalucía la que debe asumir el pago de los costes asociados a ese mecanismo.

A esta alegación se debe contestar dos cosas: En primer lugar que la Junta de Andalucía -como se acaba de explicar- al desconocer las estrategias y carteras de compra de electricidad de la comercializadora ENDESA, desconoce en todo momento, y desconocía en el momento de activar la segunda prórroga del Acuerdo Marco si esa comercializadora se beneficia o no del mecanismo de ajuste.

Y en segundo lugar y más importante, que no hay ninguna previsión en el RDL 10/2022 respecto a que un tercero que no se beneficia de este mecanismo deba cargar con los costes de referencia por el hecho de que su comercializadora que le suministra tampoco no se haya beneficiado del mismo.

Avala este argumento el informe preceptivo emitido por la Asesoría Jurídica de la Consejería de Economía, Hacienda y Fondos Europeos con fecha 7 de diciembre de 2022 (AJ-CEHFE 2022/55) obrante en el expediente, en el cual se informa favorablemente la propuesta de resolución que ahora se eleva a definitiva.

Por su acierto, merece la pena incorporar los argumentos contenidos en el citado informe:

“La cuestión nuclear del asunto es si el coste de mecanismo denominado “excepción ibérica” ha de ser soportado por el cliente final o no. Es claro que los obligados al pago están en el mercado mayorista y la cuestión es si el posible la repercusión al cliente final en el mercado minorista y en qué condiciones. En lo que se refiere a la no conceptualización del coste del mecanismo como cargo del sistema eléctrico y el pago por las empresas comercializadoras o consumidores directos, entre los que no se encuentra la Junta de Andalucía, nos remitimos sin más a lo dicho en la propuesta de resolución.

En relación a la cuestión nuclear arriba anunciada creemos fundamental señalar como principal criterio interpretativo de la norma la finalidad de la misma, interpretación teleológica, tal y como ordena el artículo 3 de nuestro Código Civil al señalar que “Las normas se interpretarán según el sentido propio de sus palabras, en relación con el contexto, los antecedentes históricos y legislativos, y la realidad social del tiempo en que han de ser aplicadas, atendiendo fundamentalmente al espíritu y finalidad de aquéllas”.

No obstante también se pueden sacar argumentos del resto de técnicas interpretativas a las que hace mención este artículo. Desde este punto de vista hay que acudir a la interpretación sistemática. A este respecto se señala en la propuesta que hay una laguna en el texto de la norma en cuanto a si el pago que hacen las comercializadoras debe repercutirse a los consumidores finales. Sin embargo, hay que precisar que dicha laguna no es completa sino que, por el contrario, en el artículo 13 del Decreto-Ley en cuestión se señala como, para determinado tipo de consumidores, la repercusión tiene carácter obligatorio, puesto que automáticamente se convierte en un componente del precio. En este sentido se señala: “Artículo 13. Precio final del mercado peninsular y de los territorios no peninsulares. 1. El coste del ajuste establecido en el artículo 7 será un componente del precio final horario del mercado peninsular, a los efectos establecidos en la disposición adicional sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación”. De lo anterior se deriva que la Ley sí que ha contemplado la posibilidad de repercusión en el cliente final del coste de este mecanismo para un determinado tipo de consumidores, aquellos acogidos a la metodología conocida como pvpc. En esta metodología la formación del precio se ve afectada por el sistema marginalista, de modo que quienes están acogidos a esta tarifa, se ven beneficiados por un mecanismo que precisamente limita el precio marginalista derivado de la incorporación al “pool” de la energía procedente del gas. Es decir, no cabe duda de que estas personas son beneficiarias de la reforma y sobre esto volveremos más



adelante porque, desde nuestro punto de vista, es el elemento fundamental para resolver la cuestión que se plantea. Así pues aplicando la técnica de interpretación sistemática lo que cabe deducir del anterior artículo es que no se puede contemplar la imputación del coste al cliente final en todo caso como una obligación legal, puesto que si hubiera querido hacerlo en este sentido la Ley no se habría limitado a señalarlo para un grupo de clientes sino que lo habría hecho para la generalidad, y por el contrario, lo que cabe deducir es que si este carácter obligatorio solo se ha señalado para un grupo de clientes es que para el resto no lo tiene en todo caso. Otra cosa no sería acorde con la finalidad de la norma como veremos. Por tanto, este artículo es un argumento en contra de que pueda considerarse que es una obligación pagar para el cliente final que no se encuentra en la situación descrita por el artículo 13, como es el caso de la Junta de Andalucía. Esta conclusión es avalada por la comunicación de la CNMC, organismo independiente y regulador del sector eléctrico, que en la comunicación más arriba citada señala: “Esos clientes finales no están automáticamente obligados al pago, sino que lo estarán en función de que sean beneficiarios del sistema, tal y como se señala en la exposición de motivos”; tal y como reiteradamente afirma la CNMC en su comunicación cuando se refiere a los obligados a soportar la repercusión. Por tanto, queda en pie la pregunta de cuando van a tener que pagar esos otros clientes el coste del mecanismo, o lo que es lo mismo cuando se lo van a poder repercutir las comercializadoras. A esta pregunta responde la CNMC haciéndolo depender en primer lugar de lo que digan los contratos de esas partes, lo contrario sería una excepción absoluta al principio pacta sunt servanda, distinguiendo a estos efectos entre aquellos cuyos contratos prevén mecanismo de repercusión de costes del sistema que podrán hacerlo de manera inmediata y el resto, que condiciona a que se vayan incorporando al sistema, es decir a que se vayan beneficiando de él porque, y con esto vamos ya a la interpretación teleológica de la norma, lo esencial es que el coste de este mecanismo se imputa a quienes se benefician del mismo, es decir a aquellos que ven como el precio de la energía que pagan es inferior al que pagarían en caso de que no existiera el mecanismo.

Esta conclusión, expresada literalmente por la norma, aunque sea en sede de exposición de motivos, es la que se acomoda a la finalidad de la misma. Nos encontrábamos a la fecha de la promulgación del Decreto Ley en una situación de unos precios de la electricidad muy elevados en relación a la media histórica de los mismos. La exposición de motivos recoge la situación geopolítica y de alza de precios de las energías fósiles que está derivando en un alza de los precios de la energía que se ha convertido en un problema en toda Europa y recoge como, a nivel europeo, se está intentando dar una solución a este problema. En definitiva lo que se persigue con esta norma es una bajada del precio que pagan los consumidores finales por la electricidad, y excluye expresamente que se pretenda subvencionar determinadas tecnologías, ni a las comercializadoras, ni bajar la retribución de las energías fósiles por debajo de su precio de mercado. La finalidad de la norma es que se pague menos por el cliente final, el del mercado secundario, limitando el efecto del precio del gas sobre el sistema marginalista. El medio para lograr esa finalidad de una manera neutra es que el coste de ese mecanismo lo abonen quienes se benefician de él, pues de otra manera, si este coste lo asume la Administración estaríamos ante una subvención, si lo tienen que pagar otros particulares habría un enriquecimiento sin causa en los que se benefician sin aportar. Así, aunque se pague este coste, como el resultado es que el precio que se aplica a las energías inframarginales es inferior se produce un ahorro neto. Literalmente lo dice la exposición de motivos cuando señala: “La medida se configura como un mecanismo de ajuste del coste producción de las tecnologías fósiles marginales, que tiene como efecto una reducción equivalente a dicho ajuste en las ofertas que dichas tecnologías realizan en el mercado, con la consiguiente reducción de precio de casación del mercado. Las cantidades correspondientes a dicho ajuste son financiadas por aquellos consumidores que se benefician de la referida reducción, resultando en cualquier caso un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida...”. Pues bien para conseguir esta finalidad se prevé



que el coste del mecanismo lo pague quien se beneficia y, la propia norma explica cuando alguien se beneficia: “Por el lado de la demanda, el coste total del ajuste a las tecnologías marginales se repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas”. En efecto, cuando tu contrato esta referenciado al mercado mayorista, como este mercado ha disminuido sus precios por el mecanismo, automáticamente te estás beneficiando y es lógico que pagues el coste; cuando firmas un contrato nuevo ya se hace sobre la base de unos precios que están disminuidos por la aplicación del sistema, y es lógico que pagues. La otra situación que queda es el de la prórroga o renovación, en este caso, lo relevante no es tanto cuando se firma la prórroga o renovación, sino que la propia ley, consciente de que estas prórrogas hay que comunicarlás con bastante antelación y se referencian a determinados valores, o que tiene en cuenta es si esos valores que sirven de referencia ya han tenido en cuenta el efecto beneficioso sobre el mercado mayorista. Pues bien, en este caso no ha sido así. En cuanto a la explicación técnica del modo de hacer el cálculo nos remitimos a lo dicho en la propuesta de resolución, y en cuanto a que no hay beneficio a lo dicho allí así como en el informe técnico de la Agencia de la Energía. El precio que pagamos es el mismo que si el mecanismo no se hubiera puesto en funcionamiento y no tiene lógica alguna que se nos impute el coste, no hay causa para tal repercusión, y menos aún la causa legalmente establecida que es el obtener un beneficio de la aplicación el mecanismo. Esto no es una afirmación solo de la Administración, sino que lo reconoce expresamente la propia reclamante cuando señala en su reclamación que la Junta no se ha beneficiado del mecanismo. Por tanto pretender que paguemos el coste del mecanismo sin habernos beneficiado además de ser contrario a lo que literalmente expresa la norma, es contraria a su propia finalidad, es una interpretación que va contra el fin del texto, pues no sólo no nos abarataría la energía, que seguimos pagando al mismo precio, sino que nos la encarecería con un coste adicional.

Sobre esta misma cuestión y también a mayor abundamiento habría que señalar que una interpretación que pretendiera extender el pago del coste del mecanismo a quienes no son beneficiarios del mismo supondría una aplicación de una norma excepcional fuera de los casos para los que está pensada en contra de lo dispuesto en el artículo 4.2 del Código Civil. No debemos perder de vista el carácter excepcional y temporal del Decreto Ley 10/2022. Dicha excepcionalidad se refleja en la parte positiva cuando señala lo siguiente:

"(...) la extraordinaria coyuntura de precios observada en los mercados mayoristas de electricidad, que trae causa del encarecimiento sin precedentes de la cotización del gas natural en los mercados internacionales, y su impacto sistémico en la economía ampliamente expuesta en este preámbulo.

Un aspecto imprescindible a destacar es la temporalidad del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto ley. Así, el plazo máximo de 12 meses queda circunscrito, en primer lugar, al régimen de excepcionalidad ocasionado por el alza de los precios energéticos, que traen causa en última instancia de la invasión de Ucrania por la Federación de Rusia.

La temporalidad (también recogida en el artículo 1.3) y excepcionalidad justificaría también la invocación para este supuesto del artículo 4.2 del Código Civil conforme al cual como sabéis. " Las leyes penales, las excepcionales y las de ámbito temporal no se aplicarán a supuestos ni en momentos distintos de los comprendidos expresamente en ellos".

Para finalizar, y en relación con la cuestión del beneficio de sistema, lo único que queremos añadir es que no tiene que ser cierto en todo caso la afirmación que hace la reclamante sobre que ella no se beneficia en ningún caso del mecanismo. En este caso lo primero es volver a repetir que en el caso de



las comercializadoras es la propia norma la que les impone el pago. En segundo lugar, desde luego el cómo forme su cartera la comercializadora es una cuestión que sólo atañe a ella, y que entra dentro de su riesgo empresarial y si la normativa le genera algún perjuicio deberá ejercer la acciones de responsabilidad sobre el legislador, sin que ello le autorice a pretender trasladar ese perjuicio a un tercero, y ello sin entrar en la cuestión de si este coste debe considerarse cubierto por la doctrina del riesgo regulatorio o no. Pero en todo caso, no podemos dejar de señalar que, al menos en una hipótesis, esta afirmación de que no se beneficia no es cierta puesto que, si la comercializadora, tras la entrada en vigor del mecanismo, acude al mercado mayorista para adquirir la energía que nos tiene que suministrar es obvio que la está adquiriendo a un precio menor que si el tope no se aplicara. Cuestión menor en todo caso y que no merece más atención puesto que la condición de aplicación al cliente final es que se beneficie y su contrato lo permita, condiciones que no se dan en este caso”.

Décimo segundo.- La incorrecta interpretación por parte de ENDESA del sistema de exenciones del artículo 8 del RDL 10/2022.

En el artículo 8 del RDL 10/2022 se presentan unas excepciones en virtud de las cuales, la comercializadora con determinadas coberturas o contrato sujetos a precios fijos firmados antes de unas determinadas fechas, se eximen, o lo que es lo mismo, no deberán afrontar el pago de los costes derivados del mecanismo de ajuste del “tope del gas” por la energía comprada en el mercado mayorista asociada a estas coberturas o contratos:

“Artículo 8. Incorporación progresiva del coste de ajuste para la energía sujeta a instrumentos de cobertura.

1. Los titulares de las unidades de adquisición podrán resultar exentos del pago del coste del ajuste de conformidad con lo establecido en los apartados 4 y 6 del artículo 7, por aquella parte de su energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo, considerando lo establecido en el artículo 7.7. En todo caso, solo aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022 podrán ser empleados como medio para que la energía asociada a los mismos resulte exenta del pago del coste del ajuste de conformidad con lo establecido en este artículo. Los instrumentos de cobertura a plazo firmados con posterioridad a dicha fecha, así como las renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura de fecha anterior al 26 de abril de 2022 que se produzcan con posterioridad a dicha fecha, no podrán emplearse como medio para que la energía asociada a los mismos pueda resultar exenta del pago del coste del ajuste”.

En el anexo II de la norma, rubricado como “Declaración responsable sobre la energía mensual cubierta por instrumentos de cobertura”, se explicitan los tipos de contrato a los que se refiere este párrafo (el destacado es nuestro):

- *Contrato/s a plazo con liquidación física o financiera registrados en cámaras de contrapartida central en las que se admita el registro de productos de cobertura con subyacente el precio de la electricidad español o portugués o, de no haber sido registrados en cámara, comunicados al organismo correspondiente bajo la normativa REMIT o EMIR,*
- **Contratos de suministro celebrados con consumidores finales a precio fijo, de conformidad con lo establecido en el apartado 6 del mencionado artículo 8.**

El preámbulo del Real Decreto-Ley explica en su expositivo III la motivación de esta exención:

“Por el lado de la demanda, el coste total del ajuste a las tecnologías marginales se repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los

ALEJANDRO TORRES RIDRUEJO		02/02/2023	PÁGINA 17 / 23
VERIFICACIÓN	NJyGwl9mHRc31Pf2FoMQ76F56uBv6e	https://ws050.juntadeandalucia.es/verificarFirma	



precios mayoristas. Así, se configura un sistema de exención del pago del ajuste a las centrales marginales a aquella energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo. Los agentes titulares de dichas coberturas podrán presentar ante las autoridades correspondientes las coberturas debidamente registradas, lo que les permitirá resultar exentos de dicho coste por dicha porción de energía. Este esquema asegura que los consumidores indexados al precio del spot mayorista se podrán beneficiar de la medida (ya que la suma del nuevo precio de casación marginal más el coste variabilizado del ajuste será menor que el contrafactual en ausencia de medida) al tiempo que, aquellos consumidores cubiertos con instrumentos de hedging no se ven afectados por el citado mecanismo de ajuste”.

Con ánimo de aligerar la complejidad técnica que presenta la norma, y en lo que aquí se analiza, el porqué de estas exenciones, el informe técnico de los órganos responsables del Acuerdo Marco contiene en su nota al pie primera (página 13) una explicación en términos más sencillos que por su interés reproducimos:

“(…) lo que expresa en el RDL es que, en el mercado mayorista, la comercializadora dejará de pagar el tope del gas por la energía que demuestre que compra para suministrar, entre otros, unos contratos con compromiso de precio fijo, entendiéndose el legislador que la comercializadora se ha cubierto con algún tipo de mecanismo financiero para suministrar la energía de esos contratos con referencia en el precio mayorista del mercado. Es decir, el legislador presupone que para esos contratos la comercializadora ha acordado con una entidad financiera de cobertura de riesgos, que si el precio del mercado es X, como tiene fijado su precio de venta al consumidor de estos contratos a precio fijo en Y, la entidad de cobertura de riesgos se hace cargo de la diferencia, ya sea ganando o perdiendo según X sea mayor o menor que Y. Y supone que ese contrato se hizo antes de publicarse el RDL 10/2022, con unas expectativas de precio final de la energía en los mercados mayoristas que no estaba afectada por la aplicación del mecanismo de contención de precios que ese RDL establece. Por tanto, si la comercializadora tuviese que pagar el tope del gas, ese sería un coste que no recuperaría, porque no lo podría imputar ni al cliente, que tiene fijado el precio, ni a la entidad financiera con la que ha cubierto esa venta, que se guía por el precio final del mercado. Por ello, se le exceptúa del pago del tope del gas en esos casos.

Véase que aquí la beneficiada es la entidad financiera que ha cubierto el riesgo, ya que al ser el precio del mercado más bajo del que se podría esperar en la fecha de firma de la cobertura, antes de que la regulación previera el establecimiento del mecanismo del tope del gas, es más probable que esa cobertura (Y-X) sea favorable a esa entidad de riesgo. El problema para el regulador de mercado es que a ese tercero, la entidad financiera, que está fuera de los mecanismos regulados del sistema, no le puede exigir ningún pago por ese beneficio”.

Sin embargo, ENDESA, en sus alegaciones, realiza una interpretación errónea de estas exenciones.

Empieza reconociendo que los sujetos obligados por la norma a la financiación del mecanismo de ajuste son los “comercializadores y consumidores directos” en el mercado mayorista. Para evitar confusiones, se debe aclarar que la Junta de Andalucía no es consumidor directo de ese mercado. Aunque es un gran consumidor compra la electricidad en el mercado minorista, y tiene a ENDESA como intermediario en el mercado mayorista. Por tanto, es pacífico que es ENDESA el único sujeto obligado por la norma, como comercializadora de electricidad a financiar este coste en el sistema. Y lo hacen por cada unidad de energía que compran en ese mercado mayorista.

Señala también ENDESA que hay determinadas exenciones para esos pagos. Pero su exposición se orienta a concluir que esas exenciones que el sistema permite a la comercializadora son el único supuesto en el que no



se puede repercutir el coste del mecanismo de ajuste a los consumidores finales. En modo alguno puede compartirse esa conclusión.

Así, se expone en su escrito inicial que *“en el supuesto de comercializadores pertenecientes a un grupo de empresas con contratos bilateralizados, como sucede en el caso de Endesa Energía, dicho coste se aplica coactivamente respecto a los contratos de suministros formalizados con sus clientes finales, salvo en los casos legalmente exentos.”*

Discrepamos de esta afirmación: el coste se aplica sobre la compra en el mercado mayorista de la electricidad, como agente comprador de energía en el mercado ibérico por la energía asociada a una unidad de adquisición y no respecto a los contratos de suministro formalizados con clientes finales. Esa energía se asocia por la comercializadora a los contratos que tenga en el mercado minorista, porque evidentemente para ellos la compra, y el sistema le permite eximirse del pago en base a alguno de sus contratos entendiendo que ni se beneficia del mecanismo de ajuste en la venta de energía a esos clientes ni esos clientes resultan beneficiarios del sistema. Lo que ocurre aquí es que ese beneficio se va “fuera” del sistema controlable, a unas entidades financieras a las que no se puede requerir la aportación del beneficio que hayan recibido sin esperarlo, “caído del cielo” (windfall profits).

Dicho de otro modo, es cierto que la norma reconoce determinadas situaciones en las que las comercializadoras, en el ejercicio de su negocio, han fijado ya unos precios de compra y de venta de la energía en determinados contratos que si ahora se ven recargados con costes sobrevenidos darían un carácter de retroactivos a esos costes, y podrían suponer un perjuicio a esa empresa que actuó de buena fe con unas determinadas reglas de juego para obtener un beneficio lícito, que por las nuevas reglas se podría convertir en pérdidas.

Pero debe notarse que esas situaciones lo que fijan son derechos (la exención del pago del coste de ajuste) para la comercializadora asociados a los contratos con terceros que reúnan los requisitos para dar lugar a la exención. En dichos contratos, como aplica la exención, nada habrá que repercutir.

Pero de ahí no puede seguirse que el resto de contratos que tenga la comercializadora con otros clientes y que no cumplan los requisitos para obtener la exención de pago del mecanismo de ajuste, sean contratos en los que los consumidores finales resultan beneficiarios por el mecanismo de ajuste y por tanto tengan que sufragarlo en todo caso.

En el caso del Acuerdo Marco con la Junta de Andalucía lo que ocurre respecto de la 1ª prórroga, sobre la que no plantea controversia alguna ENDESA, es, de forma simplificada, lo siguiente:

- Mediante Resolución de 10 de junio de 2021, que fue notificada el mismo día, la Dirección General de Contratación, acordó la primera prórroga del Acuerdo Marco, que cubría desde el 31 de octubre de 2021 al 30 de octubre de 2022.

Atendiendo a lo previsto en la cláusula 5 del PCAP, con fecha 27 de mayo de 2021, se notificó la actualización de precios a la mercantil ENDESA, con efectos a partir del 31 de octubre de 2021 y hasta el 30 de octubre de 2022 como en las resoluciones se indica. El precio a pagar por su energía se fija en 54 €/MWh.

Como ya se ha explicado, este precio se calculó como la media de los valores que ofrecía el mercado de futuros OMIP para la energía que se negociaba en ese mercado por trimestres (Q4-21, Q1-22, Q2-22 y Q3-22) entre el 1 de marzo y el 30 de abril de 2021. ENDESA, aunque aún no tenía seguridad de que la Junta de Andalucía le fuera a prorrogar el Acuerdo Marco (esa confirmación la tuvo mediante preaviso de 27 de mayo de 2021 atendiendo a la cláusula 6 del PCAP), podría haber cubierto la energía



que iba a servir a la Junta de Andalucía en los mercados OMIP, es decir, podría haber buscado un intermediario financiero (es lo que se hace en el mercado OMIP) con el que fijar el precio de la energía cercano a esos 54 €/MWh.

¿Cómo funciona esto?

Cuando haya que comprar la energía para que la consuma la Junta de Andalucía a una hora de un día determinado, si en el mercado mayorista ENDESA la tiene que comprar a 50 €/MWh, la compra y paga además 4 €/MWh al intermediario con el que firmó el contrato de la cobertura. A ENDESA le cuesta por tanto 54 €/MWh. Si a otra hora el precio al que compra ENDESA la energía en el mercado mayorista es de 58€/MWh, será el intermediario financiero el que compense con 4 €/MWh a ENDESA. A ENDESA le cuesta por tanto 54 €/MWh también en este caso.

- El RDL 10/2022 establece un mecanismo que reduce el precio del mercado mayorista, el cual entrará en vigor atendiendo a lo dispuesto en la disposición final undécima del citado RDL. Lo que ocurre a partir de entonces es que los precios son inferiores a los que habría sin ese mecanismo. Pero ENDESA no se ve afectada por esa disminución del precio del mercado mayorista. Lo que sí se verá afectado será la diferencia entre el mercado y el precio medio fijado (54€/MWh) en la compensación de costes que se produce entre ENDESA y su entidad financiadora. Por ello, el RDL 10/2022 presupone que ENDESA tiene un contrato de cobertura del mismo como el descrito y la exime de pagar unos costes, los del mecanismo de ajuste, ya que ella pagará siempre 54€/MWh independientemente del precio resultante del mercado mayorista y de que este sea menor que el que habría sin el mecanismo de ajuste. Aquí el beneficiario de esa cobertura sería la entidad financiera, pero al ser un agente ajeno al sistema eléctrico, el regulador del mercado no puede actuar de forma recaudatoria sobre él, por lo que ese agente se encontraría con unos “windfall profits” (beneficios imprevistos surgidos del cambio regulatorio).
- Debe insistirse en que hablamos de lo que ENDESA “podría haber hecho” (cubrir el suministro con una financiera) y que RDL 10/2022 -según explica su preámbulo- parte de la premisa de que la comercializadora (ENDESA en este caso) “ha hecho” para la primera prórroga del Acuerdo Marco, y que por ello la exime de unos determinados pagos en base a la existencia de esa prórroga. Pero ENDESA no tiene por qué haber actuado así. El legislador, ante el riesgo de introducir efectos retroactivos, adopta cautelas para evitar conflictos, no cargando esos costes en estos casos. Esta es la finalidad de las exenciones.

Para la segunda y última prórroga del Acuerdo Marco, ocurriría lo mismo, pero hay un matiz. El preaviso se produce el 27 de mayo de 2022 (con más de cinco meses de antelación a la conclusión de la vigencia de la primera prórroga, con pleno respeto a lo previsto en la cláusula 6 del PCAP) después de entrar en vigor el RDL 10/2022. Por ese hecho, el legislador presupone que la comercializadora, en el caso que nos ocupa ENDESA, ya se podría, de alguna forma, haber beneficiado de los efectos del RDL como ya se ha analizado, por lo que no contempla la exención del pago del mecanismo de ajuste a la comercializadora.

A mayor abundamiento, el Consejo Consultivo de Andalucía, en su dictamen 53/23 de 26 de enero, incorporado al expediente, en relación con la alegación de ENDESA que se analiza en este fundamento jurídico, introduce una distinción entre el concepto “renovación de las coberturas” y el de prórroga contractual para rechazar la tesis de la mercantil:



“(…) Este no es el caso del supuesto que nos ocupa, en el que la Junta de Andalucía no se ve beneficiada con el ajuste al no haber concurrido en la contratación ninguno de esos dos casos: adquirir la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista [ya ajustado y con beneficio derivado de ello] o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas.

Pero hemos de seguir con la exposición de motivos, que en el mismo párrafo indica: “Así, se configura un sistema de exención del pago del ajuste a las centrales marginales a aquella energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo (...). Conforme se vaya produciendo el vencimiento o renovación de las coberturas antes mencionadas [cobertura a plazo], la nueva energía que aflore sí pasará a soportar el coste del ajuste, de conformidad con las especificidades del diseño regulado en este Real Decreto-Ley”.

De ahí pretende colegir Endesa que la prórroga establecida en el Acuerdo Marco entre el 31 de octubre de 2022 y 30 de octubre de 2023, ha de soportar el coste, invocando que ha sido renovada la cobertura a plazo que dicho acuerdo representa, y que por tanto entra en juego la exposición de motivos últimamente transcrita.

Pero el Consejo Consultivo discrepa de ello, ya que nos encontramos ante un Acuerdo Marco que es prorrogado, no renovado, de modo que constituye una única unidad contractual cuya duración inicial es ampliada en las mismas condiciones inicialmente pactadas.

En efecto, el artículo 219.2 de la LCSP proscribire que la duración de un acuerdo marco exceda de cuatro años; y en consonancia, el Acuerdo que ahora es objeto de interpretación en su cláusula 6 establece que “El plazo de duración del Acuerdo Marco será de dos años, a contar desde la fecha prevista de entrada en vigor. El acuerdo marco podrá ser objeto de prórrogas anuales con un máximo de dos años, antes de la finalización del mismo, con preaviso previo de cinco meses de antelación”, añadiendo que “Las prórrogas acordadas tendrán el único efecto de prolongar la duración de la vigencia del Acuerdo Marco y de los contratos celebrados en su virtud, y no supondrán en ningún caso la modificación de ninguna otra de las cláusulas o condiciones que los conforman”.

Es decir, la prórroga contractual no renueva el contrato, sino que prolonga su duración. Se ha de distinguir entre la renovación, que en términos generales significa hacer un nuevo contrato, de la misma clase, pero con condiciones nuevas (las condiciones nuevas en un contrato pueden ser su valor o precio, su duración, condicionantes, nuevas obligaciones u otras circunstancias que así se acuerden) y la prórroga de un contrato. Según la RAE, el término prorrogar significa continuar, dilatar, extender algo por un tiempo determinado, lo que en el contexto de un contrato, significa extenderlo en el tiempo. Es decir que el mismo contrato se extiende por un periodo adicional, tal y como clara y precisamente establece la citada cláusula del PCAP. En definitiva, la prórroga hace referencia únicamente a la extensión de su duración en las mismas condiciones, sin cambiar otras características o elementos del contrato.

En resumen, la prórroga segunda y última del Acuerdo Marco no admite repercusión del coste derivado del tope del gas, debiendo ser dictaminada favorablemente la propuesta de resolución”.

Décimo tercero.- Como se ha anticipado en esta resolución, el mecanismo de ajuste se compone de dos costes diferenciados que se contemplan en el artículo 7 del RDL 10/2022, apartados 4º y 6º:

“Artículo 7. Liquidación del mecanismo de ajuste.



(...)

4. El coste o ingreso total asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del mercado en cada periodo de negociación a que se refiere el apartado anterior, **supondrá una obligación de pago o un derecho de cobro, que será distribuida por el operador del mercado entre todas las unidades de adquisición de los agentes del mercado ibérico de la energía eléctrica**, en proporción a la energía programada para ese periodo en su programa horario final después del mercado continuo.

(...)

6. Asimismo, el coste o ingreso asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del sistema en cada periodo horario a que se refiere el apartado anterior supondrá **una obligación de pago o un derecho de cobro, que serán distribuidos por el operador del sistema entre todas las unidades de adquisición de los participantes del mercado ibérico de la energía eléctrica de su zona respectiva**, en proporción a su energía medida en barras de central para ese periodo.”

De este modo, se diferencian dos costes:

- Pago al operador del mercado: este es el pago más relevante y es aquel en el que incurren las comercializadoras y consumidores directos en mercado por la energía no exenta del pago del mecanismo de ajuste asociado al consumo de los clientes de las comercializadoras que se encuentren en alguna de las circunstancias por las que el RDL permite su exención.
- Pago al operador del sistema (REE): pago de menor cuantía que resulta de repartir el coste del mecanismo de ajuste asociado a la programación de los servicios de las energías de restricciones técnicas y de balance entre toda la suma de energía de las unidades de demanda (entre toda la demanda independientemente de si esta energía está exenta o no ante el operador del mercado).

Hay por tanto un coste asociado a las operaciones en el mercado diario, que gestiona el operador del mercado y fácilmente asignable a las “unidades de adquisición”, que se corresponden para cada comercializadora con unos conjuntos de consumidores finales a los que deben proporcionar la electricidad. Ya se ha razonado “in extenso” en esta resolución por qué no resulta posible la repercusión de este concepto a la Junta de Andalucía en el contexto del Acuerdo Marco.

El otro coste asociado a las operaciones que realiza el operador del sistema (REE) asociado a mercados intradiarios (proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real, así como en los mercados de servicios de energía de balance). Para este segundo coste, al tratarse de operaciones sobre unos servicios concretos, no se puede repartir el coste entre unas “unidades de adquisición”, por lo que se asume que se puede repercutir a todos los consumidores finales, según se establezca esa posibilidad en sus contratos.

En el Acuerdo Marco de la Junta de Andalucía, no se recoge la posibilidad de incluir términos de costes nuevos, ajenos a los contemplados en el PCAP que rigió la licitación.

A la vista de los anteriores antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, y en ejercicio de la competencia que atribuye el artículo 191 de la LCSP,



RESUELVO INTERPRETAR

Primero.- La improcedencia de aplicar en el cálculo del precio fijado para el Acuerdo Marco, como componente del mismo, el mecanismo de ajuste de los costes de producción introducidos en el RDL 10/2022 respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del mercado (OMIE), para los suministros que se realicen con la entrada en vigor de la segunda prórroga de dicho Acuerdo Marco el 31 de octubre de 2022, y respecto a la liquidación del mecanismo efectuada por el operador del sistema (REE), en relación a todos los suministros realizados a partir del 14 de junio de 2022.

Segundo.- Notificar a ENDESA la presente Resolución.

Contra la presente resolución, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse potestativamente, recurso de reposición en el plazo de un mes ante este órgano, de conformidad con lo establecido en el artículo 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas o recurso contencioso-administrativo, ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía, en el plazo de dos meses contados desde el día siguiente al de su notificación, de conformidad con lo previsto en los artículos 10 y 46 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Sevilla, a la fecha de la firma electrónica
EL DIRECTOR GENERAL DE CONTRATACIÓN
Alejandro Torres Ridruejo

ALEJANDRO TORRES RIDRUEJO		02/02/2023	PÁGINA 23 / 23
VERIFICACIÓN	NJyGwl9mHRc31Pf2FoMQ76F56uBv6e	https://ws050.juntadeandalucia.es/verificarFirma	