

Resumen

Uno de los principales retos de los países que, como España, han introducido competencia en la generación y suministro de electricidad es la severa limitación de los mercados para reflejar el impacto de reducciones de la fiabilidad en sus precios, así como la rigidez de las señales de precio en las tarifas al consumidor final. En este artículo se realiza un análisis global de las causas e implicaciones de esta situación y se ofrecen reflexiones sobre el rango de nuevas medidas de gestión de demanda de electricidad, facilitadas por nuevas tecnologías de red y medición, que permitirán una mayor eficiencia en los mercados en los próximos años.

Palabras clave: sector eléctrico, gestión de la demanda, tarifas eléctricas, mercado mayorista, España, Estados Unidos.

Abstract

One of the key challenges affecting not only Spain but the majority of the countries that have adopted a competitive model for generation and supply, is the severe limitations of the wholesale market to reflect the impact of reliability changes in their market-clearing prices or end user rates. In this article, it is offered a global perspective of the implications of the lack of price-responsive demand in markets, as well as a discussion of the range of measures that can be adopted to encourage further participation by consumers. This will be crucial to obtain a more flexible and efficient market.

Key words: electricity sector, demand response, electricity tariffs, wholesale market, Spain, USA.

JEL classification: L94, L98, O51, O52.

EL PAPEL DE LA GESTIÓN DE DEMANDA EN LA EFICIENCIA DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (*)

Amparo NIETO HERNÁNDEZ

NERA Economic Consulting

I. LOS RETOS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

LOS procesos de reestructuración y liberalización del sector energético en la mayor parte de países ha cumplido el objetivo de facilitar la competencia entre los agentes del mercado, tanto en la provisión de energía como de servicios complementarios. Sin embargo, prácticamente en todos los países en los que se ha liberalizado la generación y el suministro de electricidad existen fallos de mercado que impiden llegar a una situación óptima de utilización de recursos en la industria eléctrica. En primer lugar, los mercados no son capaces de internalizar los efectos de la generación de electricidad en el medioambiente, pese a que los programas de limitación de emisiones CO₂ contribuyen indirectamente a repercutir parte de estos costes en los precios finales. En segundo lugar, los precios horarios del mercado mayorista de electricidad no reflejan en su totalidad el coste marginal de fiabilidad, esto es el coste asociado con la utilización de capacidad de generación y transporte para abastecer la demanda punta, o la mayor probabilidad de que un incremento de la demanda en horas punta lleve al sistema a una situación de «energía firme no suministrada».

La raíz de este segundo fallo de mercado es la profunda desconexión entre los precios de mercado mayorista y las tarifas que el consumidor final paga por el consumo de electricidad (1). Esta desconexión tiene dos variantes. Por un lado, en muchos casos se imputan al cargo por kWh de la tarifa costes no directamente relacionados con el suministro de electricidad. Esto introduce distorsiones en las señales de precio que más directamente afectan las decisiones de consumo, además de dificultar cualquier intento de reflejar las diferencias relativas en los costes marginales de generación, transporte y distribución por periodo horario (2). Por otro lado, incluso cuando los precios finales a pagar por el consumidor por kWh en distintos momentos del día reflejan la mejor estimación de los costes marginales subyacentes por periodo horario, estos precios, se determinan *ex ante*, con carácter anual o trimestral, y por tanto no permiten reflejar las condiciones actuales del mercado durante día determinado, sino la media de los costes esperados para un trimestre o estación. Tradicionalmente los consumidores han sido protegidos de la volatilidad de los precios de mercado debido en parte a la creencia de las políticas regulatorias de que las tarifas eléctricas han de ser estables, pero, en no menor medida, debido a las restricciones de tecnología que impedían medir el consumo en intervalos

horarios y poder transmitir información de precios a los consumidores en dichos intervalos.

Mientras que los precios minoristas no reflejen el momento del día en que el coste de generación es elevado, estos incentivarán un nivel de consumo que necesariamente dista del nivel óptimo, y por tanto a un coste de suministro eléctrico superior al que tendría lugar en ausencia de este fallo de mercado. El ritmo de crecimiento de la demanda punta es superior al óptimo porque los consumidores que podrían acceder a cogeneración, o simplemente cuentan con flexibilidad a la hora de decidir el momento de consumo eléctrico, estarían dispuestos a reducir su demanda en horas punta si tuvieran que enfrentar la repercusión directa en términos de costes marginales en su factura. Las pérdidas de eficiencia asociadas con un crecimiento desproporcionado de la demanda punta se materializan en una mayor necesidad de inversión en unidades de generación, transporte y sistemas de distribución eléctrica para garantizar la fiabilidad del sistema y por tanto pueden llevar a un sobredimensionamiento del sistema y a una mayor presión sobre la tarifa eléctrica en el largo plazo.

Si bien un diseño de tarifas, tanto para el suministro como para el acceso a las redes de transporte y distribución, a partir de una estimación de costes marginales diferenciados por periodos horarios es el primer paso para incentivar un consumo eficiente, estas tarifas pueden aun estar limitadas a la hora de mantener la fiabilidad del sistema en tiempo real. Es necesario diseñar mecanismos de gestión de demanda (facilitados por equipos de medición y comunicación adecuados) para mejorar la eficiencia en el merca-

do, así como para facilitar una mejor integración de las energías renovables intermitentes, de manera que la demanda aumente en horas de costes marginales bajos y así puedan absorberse los incrementos inesperados de energía procedente de equipamientos eólicos.

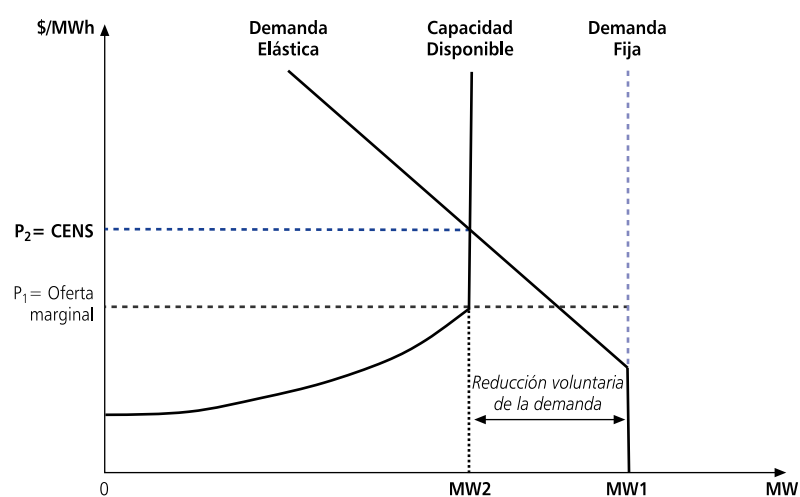
1. Implicaciones de la falta de elasticidad en la demanda

Desde el inicio de los mercados competitivos, los operadores de mercado se han venido enfrentando a una curva de demanda agregada prácticamente inelástica, tanto en sus mercados diarios como intradiarios o en tiempo real, dado que los consumidores no están sujetos a tarifas con componentes dinámicos de mercado ligados al mercado mayorista, y por tanto no tienen la oportunidad de reflejar cómo varían sus preferencias de consumo ante precios variables. Como consecuen-

cia, en la gran mayoría de los sectores de electricidad se han adoptado medidas regulatorias que imponen un nivel máximo en el precio de las ofertas tanto de generadores como de compradores, y se determinan fórmulas de pago exógenas al mercado por las que los generadores son compensados a cambio de su aportación de capacidad al sistema.

Para que el mercado de energía fuese autosuficiente como incentivador de la inversión en generación, su precio debería ser lo suficientemente elevado en los momentos de máxima demanda como para que las centrales que son despachadas en esas horas recuperasen sus costes fijos. Para ello sería necesario que las ofertas de comercializadores y otros compradores en el mercado pudieran fijar el precio de mercado en horas de escasez de capacidad, cuando su oferta resultara casada, desplazando la siguiente unidad de generación disponible en el sistema.

GRÁFICO 1
CURVA DE DEMANDA E IMPACTO SOBRE LOS PRECIOS



Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 1 muestra la diferencia existente entre un mercado que cuente con una curva de demanda elástica y otro donde el operador de mercado se enfrenta a ofertas de demanda inelásticas. Si las ofertas de demanda en el mercado no reflejan el coste de energía no suministrada (CENS en el gráfico) o el nivel de precio por encima del cual los consumidores prefieren no consumir, el operador de mercado debe aceptar la oferta del generador marginal, que en este caso se ha supuesto sujeto a un precio tope o «price cap». Si no existieran ofertas de demanda sensibles al precio en horas punta o en situaciones de problemas en el sistema de transporte o parque de generación, la demanda al precio ofertado por el generador marginal excedería a la capacidad disponible y, después de tener en cuenta los acuerdos de interrumpibilidad, sería necesario llevar a cabo cortes de suministro involuntarios.

En el caso del sector eléctrico español, con excepción de las centrales de bombeo y de un grupo de grandes consumidores industriales que tienen la flexibilidad suficiente como para poder limitar su demanda a periodos de precios relativamente altos, el resto de comercializadores generalmente presenta ofertas de demanda al precio máximo vigente, con el fin de garantizar el abastecimiento de electricidad a sus consumidores mientras exista suficiente capacidad disponible en el sistema (3). El precio en cada periodo horario en el mercado diario e intradiario se establece en función del precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada (4). El precio máximo al que los co-

mercializadores o consumidores que participen directamente en el mercado pueden ofertar es 180,3 €/MWh (5).

El hecho de que exista un precio tope no es exclusivo del mercado español. Sin embargo, este precio límite se encuentra notablemente por debajo de los precios máximos en otros mercados competitivos como es el caso de Estados Unidos, donde el precio máximo se fija en los 1.000 \$/MWh (en California y otros estados) y puede llegar a 4.500 \$/MWh, como es el caso de Texas (ERCOT). En estos mercados los precios no son uniformes, sino que se definen en función del equilibrio entre demanda y generación en cada nodo del sistema (*Locational Marginal Prices*, LHP). Por tanto, los precios pueden variar sustancialmente de una zona a otra del mercado, así como dentro de una misma zona, dependiendo de la congestión en las líneas de transporte y de la disponibilidad de reservas de generación en dichos nodos. Cuando el operador de sistema detecta una situación de déficit de reservas con carácter local, estos mercados permiten además que el precio horario de energía suba por encima de los costes variables de la última central despachada hasta un precio «de escasez» predeterminado (el llamado mecanismo administrativo de *shortage pricing*). De esta forma, el precio de mercado captura, si bien solamente de forma parcial, el coste de oportunidad o coste marginal de capacidad en esas horas, y sirve al mismo tiempo como incentivo para programas de gestión de demanda en tiempo real (6). Estos mecanismos administrativos de incremento de precios tope en situaciones previsibles de emergencia deberían verse como un instrumento transitorio hasta que la demanda fuese

lo suficientemente flexible como para poder considerar la eliminación de precios máximos en el mercado mayorista. Mientras tanto, son particularmente efectivos en mercados de donde se lleva a cabo una optimización simultánea de los mercados de energía y de reservas, y donde además los precios de mercado pueden variar por nodos de transporte, o al menos por zonas de servicio. Estas zonas generalmente se definen como el conjunto de nodos de transporte adyacentes al área de servicio de una distribuidora. Australia tiene un sistema de precios zonales. Cuando el mercado produce un precio uniforme para todo el sistema, como es el caso español, existen menos oportunidades para captar señales de escasez de capacidad en el precio. Esto es porque a nivel nacional el mercado puede presentar una situación excedentaria de capacidad, pese a haber áreas dentro del sistema donde la capacidad de generación despachable no es suficiente para atender la demanda local, y las restricciones en el transporte limitan la importación de energía de otras zonas (7).

II. EL PAPEL DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

La mayoría de los sectores energéticos, con algunas excepciones como Texas o Australia, han establecido un mecanismo regulatorio de pago por capacidad para proporcionar ingresos suficientes que incentiven la entrada de generación. El diseño de estos mecanismos debe tener en cuenta ciertos principios para asegurar la fiabilidad del sistema, al mismo tiempo que se evita la sobreincentivación de la entrada de generación con respecto a un margen de reserva o índice de cobertura eficiente. Si el nivel de capacidad

instalada en el sistema se encuentra muy por encima del nivel de demanda punta, la entrada de una nueva central de punta en el corto plazo no estaría justificada desde un punto de vista de maximización del bienestar social (8). Deben además establecerse medidas para que los generadores que reciban este pago tengan incentivos a estar disponibles en tiempo real, y especialmente cuando se produzca un fallo en las líneas de transmisión o problemas en el parque generador que pongan en peligro la fiabilidad del sistema.

En PJM, New York, New England y California, el mecanismo de compensación de capacidad se desarrolla mediante mercados semirregulados, anuales o semestrales, a través de los cuales los comercializadores o distribuidores deben adquirir capacidad de generación a partir de un margen de reserva de generación objetivo establecido por el regulador y por el operador independiente del sistema. Los precios de capacidad en estas subastas reflejan la situación existente o esperada de capacidad instalada con respecto a un índice de cobertura objetivo, si bien se hallan influenciados por otros parámetros tales como precios mínimos (9) y otras medidas encaminadas a reducir la volatilidad excesiva de los precios resultantes en el mercado de capacidad, tales como el uso de curvas de demanda de capacidad basadas en parámetros regulados y la celebración de subastas de capacidad con tres años de anterioridad al suministro. En España, el actual incentivo a la inversión se basa en un precio por capacidad establecido *ex ante*, y para las centrales en régimen ordinario que entraron en funcionamiento a partir del 1 de enero de 1998 es igual a 26.000 €/MW/año (10).

En la práctica, las políticas que han llevado a imposición de precios tope (11) en el mercado eléctrico y a mecanismos de pagos de capacidad regulados han cumplido un papel necesario pero, como cualquier medida de *second best*, adolecen de impactos que merman la eficiencia dinámica del mercado. En primer lugar, llevan como resultado inmediato el que un generador deba considerar no solo variables de mercado sino además parámetros regulatorios a la hora de tomar decisiones con respecto a inversión de nueva capacidad de generación en el sistema. La incertidumbre asociada a cambios en decisiones regulatorias afecta el nivel de riesgo de las inversiones. Por otra parte, los pagos por capacidad, tanto los mecanismos que remuneran en función de un precio regulado, como los mecanismos que determinan una capacidad instalada objetivo, se basan en supuestos teóricos sobre el beneficio marginal de nueva generación en lugar de estimaciones concretas sobre el valor de reducción de la energía no suministrada a los consumidores, y por tanto son susceptibles de conllevar un mayor coste con respecto a un mercado único de energía. Por último, el mecanismo de pago por capacidad generalmente es un mecanismo suficiente para atender la demanda desde un punto de vista de planificación a largo plazo. No obstante, dada la alta penetración de energías renovables, para mantener la seguridad del sistema en tiempo real y asegurar el equilibrio entre oferta y demanda, es necesario además asegurar que existen incentivos en el corto plazo y contar con herramientas más flexibles de ajuste. La gestión de la demanda mediante señales de precio al consumidor final que reflejen los costes marginales horarios de generación es una de ellas.

III. LA GESTIÓN DE LA DEMANDA EN EL MERCADO

1. Mecanismos actuales tradicionales

El concepto de «gestión de demanda» no es nuevo. Se expande desde programas de interrumpibilidad a mecanismos de incentivos basados en precios de mercado. El mecanismo de gestión de demanda tradicionalmente disponible para los operadores de red ha sido el de contratos con grandes consumidores industriales para mantener la fiabilidad del sistema. Generalmente consisten en un compromiso por parte de estos consumidores de reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden del operador del sistema. En España estos contratos de interrumpibilidad permiten a Red Eléctrica (REE) contar con un recurso más a la hora de proteger la fiabilidad del sistema. Los consumidores pueden optar por hasta seis tipos diferentes de interrupción, dependiendo del nivel de preaviso y de la duración total máxima de la interrupción, que puede oscilar entre una hora y doce horas en total. Como requisitos para optar a este servicio los consumidores han de estar conectados en alta tensión y contratar su energía en el mercado de producción, bien de forma directa o a través de comercializador.

Existen también en otros países, como Estados Unidos, programas tradicionales de gestión directa de carga gestionados directamente por empresas distribuidoras. Mediante estos programas ciertos equipos eléctricos de consumidores domésticos, como equipos centrales de calefacción ambiental o agua, o aire acondicionado centralizado, reciben una señal

de control de la distribuidora que interrumpe el consumo, en intervalos de tiempo preestablecidos, a cambio de reducciones en la factura. En estos programas generalmente los consumidores no tienen contador horario y se utilizan análisis estadísticos basados en análisis de un subgrupo de consumidores participantes en el programa para determinar el impacto en la demanda y su compensación.

2. Programas de gestión de la demanda basados en precios de mercado

En mercados donde se han desarrollado mercados de capacidad de generación administrados por el operador del sistema, como es el caso de los mercados regionales de PJM, New York ISO, ISO New England y Midwest ISO, el operador independiente del sistema ofrece programas de «respuesta de demanda» para aquellos consumidores con contador horario. Los programas con mayor índice de participación son aquellos en los que el compromiso de reducción de demanda se encuentra ligado a una situación de emergencia en el sistema. En estos programas el operador de sistema puede ordenar a los consumidores con un mínimo de reducción de potencia (generalmente entre 100 y 500 kW) que reduzcan su demanda según parámetros preestablecidos, generalmente, hasta un nivel de potencia firme acordado con el operador de sistema. El consumidor ha de responder generalmente entre una hora y dos horas después de recibir instrucciones del operador de sistema, o de lo contrario ser penalizado (12). La compensación por reducción de demanda se basa en el precio de mercado de capacidad. Los participantes en estos programas

de emergencia pueden además ofertar una reducción de energía en el mercado diario, y recibir un pago basado en el precio de energía por la demanda reducida cuando son llamados a interrumpir. Estos programas determinan un máximo de días en los que el consumidor puede ser llamado a interrumpir, generalmente diez días al año, y seis horas consecutivas de interrupción. Recientemente se han adoptado en PJM programas alternativos donde el consumidor puede ser llamado un número ilimitado de veces durante el verano, recibiendo a cambio un mayor pago por kW de demanda reducida, que reconoce su mayor valor como recurso para el sistema. Existen asimismo programas de respuesta de demanda «económica», en los cuales los consumidores reciben el precio de mercado por su reducción de demanda correspondiente a su localización física (LMP) cuando el precio excede a un nivel de precio indicado en su oferta. Estas ofertas generalmente deben indicar un precio no inferior a 50 \$/MWh y no superior al precio tope en el mercado, generalmente 1.000 \$/MWh. Las ofertas pueden además indicar el número de horas consecutivas durante las cuales se mantendrá la reducción de demanda acordada. La figura de «agregador de demanda» es particularmente importante en estos programas, dado que permite la participación de consumidores domésticos o comerciales que no alcanzarían la potencia mínima. Estos programas de respuesta de demanda «económica» son voluntarios y por tanto no existen penalizaciones. Sin embargo, en estos casos es necesario un acuerdo con los comercializadores sobre cómo recuperar el coste de desvíos por errores en el pronóstico de reducciones de demanda con respecto a las ofertas realizadas por el comer-

cializador en el mercado diario. En algunos casos, consumidores no sujetos a medición horaria pueden participar, pero únicamente con carácter de programa piloto.

Los consumidores que cumplen determinados requisitos pueden también participar en programas de servicios complementarios y ofrecer su capacidad de reducción instantánea de demanda en los mercados de reservas secundarias o terciarias. Estos programas requieren el uso de telediagnóstico para habilitar la medición de la demanda y retroalimentación en intervalos de un minuto, así como comunicación directa con el operador de mercado que aseguren la recepción de instrucciones de despacho en tiempo real. Los consumidores han de ser capaces de responder a instrucciones de despacho de entre 10 y 30 minutos, en el caso de reservas, o instantáneo en el caso de servicio de regulación.

La mayoría de programas de gestión de demanda o servicios de interrumpibilidad administrados por el operador de sistema o las distribuidoras cumplen un papel importante en el mantenimiento de la seguridad del sistema, sin embargo existe controversia sobre las medidas utilizadas para calcular su compensación. La reducción de demanda se determina según un consumo de referencia, calculado generalmente en función del consumo en los cinco o diez días anteriores al momento de la interrupción en los que no hubo situaciones de emergencia. Estos métodos llevan necesariamente un margen de error y pueden dar incentivos a estrategias para incrementar el consumo de referencia de forma artificial con el fin de recibir un mayor pago por reducción de la demanda. Este tipo de estrategias son en general

difíciles de demostrar y conllevan efectos distributivos adversos, dado que la diferencia entre los pagos que estos consumidores reciben y el ahorro de costes para el sistema deben recuperarse de todos los compradores en el mercado.

Por otro lado, cualquier acuerdo de interrumpibilidad conlleva un coste, dado que debe compensarse el mayor valor del servicio prestado en tiempo real, una vez se ha determinado que existe un problema de fiabilidad por el operador de sistema o de mercado. Por ello, los programas de interrumpibilidad y los programas de respuesta de demanda adoptados en España y Estados Unidos no sustituyen completamente la necesidad de una mayor elasticidad en la demanda del mercado y de expandir las opciones de gestión de demanda a consumidores residenciales y comerciales. Métodos de gestión de demanda que utilizan señales de precio y llevan a una reducción del consumo en horas punta permiten limitar el impacto de posibles incidencias en la disponibilidad de centrales de generación o líneas de transporte en tiempo real.

IV. LOS CONTADORES INTELIGENTES: OPORTUNIDADES Y RIESGOS EN SU PAPEL FACILITADOR DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

Los precios minoristas no pueden reflejar la volatilidad de los precios de mercado si los consumidores no cuentan con contadores horarios. Sin embargo, la tecnología de medición horaria será una realidad para la mayoría de consumidores eléctricos en los próximos años en Europa, EE. UU. y otros países (13).

Los contadores inteligentes permiten establecer una plataforma de comunicación capaz de cumplir los siguientes requisitos: gestión en tiempo real de la información, comunicaciones de datos bidireccionales, interacción con elementos de la red de energía y monitorización de la calidad del suministro energético. Estos contadores posibilitan expandir las opciones de interrumpibilidad y de gestión de demanda a consumidores pequeños y grandes, de forma que se minimice el impacto en la seguridad del sistema ante un posible fallo de transporte o de un error en la previsión de la demanda. Las redes inteligentes facilitan la incorporación al sistema eléctrico de nuevos equipos, incluyendo instalaciones de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y equipamientos domésticos inteligentes. Se facilita el control de potencia a distancia y se automatiza la operación de respuesta del consumo mediante equipamientos digitales tales como sensores e interruptores.

En España existe un amplio margen de cobertura de capacidad instalada por encima del 20 por 100 (14) desde el año 2008, debido principalmente a una fuerte desaceleración de la demanda. Sin embargo el concepto de la gestión de la demanda supone una herramienta fundamental como instrumento de integración de las fuentes de energía renovables, que continúan entrando en el sistema. Es posible establecer precios minoristas que envíen señales de coste horario de energía y capacidad al consumidor final, de forma que incentiven el consumo de electricidad en horas donde la demanda es inferior a la oferta de generación, así como facilitar equipos de automatización que permitan a los consumos eléctricos responder

a desequilibrios en la frecuencia de redes de forma instantánea.

Las tres áreas de trabajo para diseñadores de políticas y reglas de mercado a raíz de la implementación de contadores inteligentes y telemetría en mercados europeos e internacionales son los siguientes:

— Asegurarse de que las tarifas reguladas, o tarifas de último recurso en los mercados donde el consumidor puede elegir suministrador, introduzcan señales de precio dinámicas ligadas al mercado de la energía, de forma que un comercializador tenga los incentivos necesarios para ofrecer a sus consumidores opciones de reducción de demanda.

— Diseñar mecanismos regulatorios que permitan a las empresas distribuidoras ofrecer servicios de gestión de demanda para reducir problemas de carácter local en sus redes de distribución.

— Revisar las reglas de mercado para asegurar una interacción eficiente entre las comercializadoras que sirven a consumidores finales, tanto a precios de último recurso como a precios libres, y el operador de sistema, de forma que la mayor variabilidad de demanda procedente de los nuevos mecanismos de gestión de demanda o señales de precio eficiente no perjudique la fiabilidad del sistema y, al mismo tiempo, pueda ser predecible con un grado suficiente de certidumbre por los operadores de mercado y de sistema.

1. Modalidades de tarifa dinámica

Los consumidores estarán interesados en precios dinámicos si

estos se diseñan de forma que reflejen el coste marginal de generación subyacente, si no en cada hora, al menos en periodos críticos de precios de mercado elevados o situaciones de emergencia en el sistema. El coste anual de oportunidad de la capacidad de generación puede asignarse a precios por kWh basado en un análisis de probabilidad de punta, esto es, todas las horas con alta probabilidad de ser la hora punta del sistema generalmente entre 300 y 600 horas al año) (15). Los programas piloto que se han desarrollado en Estados Unidos demuestran que los consumidores son más proclives a aceptar tarifas de precios dinámicos si cuentan con la tecnología adecuada, tales como controladores de los parámetros clave de termostatos de aire acondicionado o calefacción en residencias y edificios comerciales, que el mismo consumidor pueda preprogramar. Estos equipos flexibilizan la operación del sistema y permiten dar respuestas en tiempo real ante eventuales situaciones de emergencia.

En España las tarifas de último recurso (TUR) para los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada inferior o igual a 10 kW (16) incluyen, además de una tarifa sin discriminación horaria, la opción de dos periodos (punta y valle) y la opción de tres periodos (punta, valle y supervalle). El periodo de precios punta en esta opción es muy largo (diez horas) (17), lo que dificulta el desplazamiento de consumo a horas fuera de punta. Es posible establecer tarifas de mayor discriminación horaria donde el término de energía refleje de manera más precisa las horas con mayor responsabilidad del coste marginal de capacidad y de energía, o incluso con un componente de ajustes de tarifa

o precio dinámico (18). Por otro lado, idealmente las tarifas de acceso deberían proporcionar al consumidor una señal de las horas donde los precios de mercado son elevados además de estar diferenciadas geográficamente donde existen problemas de congestión en la red que podrían solucionarse con una reducción de la demanda local.

Los comercializadores tendrán incentivos a ofrecer precios indexados al precio de mercado o contratos que proporcionan un mecanismo de compensación por reducción de demanda si con ello pueden reducir el pago de capacidad con respecto a la demanda de sus consumidores, y limitar el riesgo de precios extremos en sus compras de energía en el mercado diario o intradiario. El comercializador verá reducida su contribución al pago por capacidad en la medida en que las reducciones de demanda en periodos de punta afecten su responsabilidad por el pago anual de capacidad (19). Los consumidores reaccionarán a estos incentivos si tienen la suficiente flexibilidad para modificar su consumo en esas horas, y si reciben un descuento en su factura que iguale o exceda al valor de la energía no consumida.

El precio dinámico por excelencia es el llamado *real-time pricing* (RTP) o precio en tiempo real, el cual cambia la tarifa en cada hora del día dependiendo del precio horario del mercado mayorista. Esta tarifa no es generalmente aceptada por consumidores domésticos o pequeños comerciales. Sin embargo, es posible que con las nuevas tecnologías se puedan adoptar tarifas RTP que incluyan un sistema de avisos o alertas al consumidor cuando el precio de mercado llegue a un nivel predeterminado, por ejemplo 150 €/MWh. Asimismo, es

posible establecer tarifas de RTP donde el consumo base esté sujeto a precio fijo y únicamente los desvíos de energía con respecto a ese bloque de consumo se paguen según precios horarios de mercado. Por último, el consumidor en tarifa RTP que acepte equipamiento de respuesta de demanda automatizada, como termostatos programables que regulen calefacción eléctrica o aire acondicionado, podrá limitar el riesgo de consumo en horas de precios altos (20).

Otro tipo de tarifa que también entra dentro de la categoría de precios dinámicos es la conocida como *critical peak pricing* (CPP), o precio de punta crítico. En esta tarifa el consumidor se enfrenta a un precio que puede llegar hasta 1 €/kWh, únicamente en periodos de emergencia en el sistema o cuando el precio excede un cierto nivel, y recibe un descuento en la tarifa por kWh en cualquier otro periodo. En la práctica existen modalidades de tarifas dinámicas que no modifican el precio en periodos críticos pero, sin embargo, proporcionan un descuento a los consumidores cuando estos son notificados de situaciones de emergencia, y este descuento está basado en una estimación del precio de mercado medio en horas punta. Esta tarifa es generalmente conocida como *Peak Time* o «descuento en hora punta». Actualmente se ofrece como opción de tarifa para consumidores residenciales y pequeños comerciales en California, y recientemente se ha adoptado como método para gestionar la demanda de consumidores de último recurso en algunas regiones de PJM (21).

En la medida en que existan pagos por capacidad exógenos al mercado, será necesario que los precios finales dinámicos o los

programas de gestión de la demanda incorporen el precio de incentivo a la inversión que un comercializador debería afrontar en concepto de pago de capacidad de no contar con ese servicio de reducción de demanda. Es imprescindible tener en cuenta las limitaciones que puedan existir, tales como el número máximo de veces que puede invocarse un evento crítico bajo estas tarifas y la duración de dicho evento crítico.

2. Previsión de demanda sensible al precio de mercado

Idealmente, la previsión de respuesta de los consumidores sujetos a señales de precios variables debería ser transmitida al operador de mercado en el proceso de presentación de ofertas para una mayor eficiencia en el despacho de unidades de generación. La existencia de contadores horarios hace posible el poder medir directamente la demanda de cada consumidor y por tanto facilita el acumular suficiente evidencia estadística para pronosticar demandas horarias de consumidores residenciales, que hasta ahora se realizaba a partir de modelos de perfil (22). A medida que los consumidores finales vayan aceptando tarifas dinámicas o contratos de electricidad indexados al precio horario de mercado puede diseñarse un proceso formal por el cual los comercializadores pueden ofertar un rango de demandas para distintos niveles de precio, tanto en el mercado diario como en cada uno de los mercados horarios anteriores al despacho. Una vez implementado este mecanismo, el organismo regulador podría considerar un incremento gradual del precio tope de mercado para permitir al precio final aproximar el coste de energía no suministra-

da «CENS» en situaciones deficitarias de reservas. El valor del CENS (23) varía según tipo de consumidor, pero generalmente tiende a estar por encima de los 2.000 €/MWh (24).

V. CONCLUSIONES

La práctica ausencia de elasticidad de la demanda en los mercados eléctricos conlleva implicaciones fundamentales para el diseño de las reglas de mercado, dado que se deben adoptar medidas regulatorias, incluyendo la imposición de precios máximos en las ofertas de mercado, tanto de generación como de demanda. Medidas de este tipo, pese a ser muy comunes en los países que han reestructurado su sector de energía, limitan la provisión de incentivos para la gestión de demanda final. En la medida en que los contadores inteligentes y los sistemas de telemedida se adopten de manera universal, deben explorarse nuevas medidas para asegurar que el mercado de energía es capaz de recuperar su papel como transmisor de una señal de precio eficiente en todas las horas, incluyendo las horas de demanda punta y así facilitar mejores incentivos a la disponibilidad de recursos y optimización de la demanda. Una modificación de las reglas de mercado de este tipo puede requerir cambios en el proceso de determinación de precio, en el mercado mayorista, idealmente reflejando diferencias de coste marginal de generación geográficas donde exista congestión en las redes de transporte, así como el establecimiento de mecanismos para asegurar que las empresas que proporcionan el servicio de gestión de demanda reciben un pago adecuado al valor de la reducción de demanda. Es necesario establecer un periodo

de transición hasta que tanto el operador de sistema como las empresas comercializadoras y las distribuidoras hayan adquirido suficiente experiencia y confianza en su habilidad para pronosticar cambios en la demanda inducidos por precios que varían por horizonte temporal. Con un plan de compensación que involucre a todos los agentes del mercado será posible continuar avanzando en mejorar el diseño de los mercados de electricidad y finalmente reducir los costes de suministro sin comprometer la seguridad del sistema.

NOTAS

(*) Las opiniones expresadas en este artículo son enteramente del autor y no representan necesariamente la posición global de NERA Economic Consulting.

(1) En el caso de mercados donde el consumidor tiene libertad de elección de suministrador, la tarifa de generación viene dada por el precio fijado libremente entre el comercializador y el consumidor, excepto en el caso de consumidores que puedan acogerse a una tarifa regulada de último recurso. Todos los consumidores deben, además, pagar una tarifa de acceso o «peaje» que repercute costes de transporte, y distribución, además de otros costes como costes asociados con apoyo a programas de eficiencia energética o primas a las energías renovables.

(2) En el caso de las tarifas de acceso en España, se incluyen subvenciones a determinadas energías renovables, además de otros costes relacionados con programas de apoyo a sectores no eléctricos, que afectan al término tanto de energía como de potencia.

(3) El mercado de producción incluye un mercado diario, operado por OMIE, donde se negocia más del 80 por 100 de la energía eléctrica total consumida. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los comercializadores no residentes registrados como vendedores. Existen, además, mercados intradiarios donde los agentes pueden ofertar ajustes con respecto a las ofertas presentadas en el mercado diario. Tanto en el mercado diario como en el intradiario pueden acudir como demandantes los comercializadores de último recurso, así como los comercializadores residentes y no residentes, y consumidores directos, que tengan la condición de agentes del mercado.

(4) Una vez celebrado el mercado diario, el operador de mercado debe solucionar restricciones técnicas y determinar el programa

<p>viable de forma acorde, así como incorporar los servicios complementarios de banda de regulación. Tras cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador de sistema realiza además la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.</p> <p>(5) Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.</p> <p>(6) En un mercado de precios nodales existen más oportunidades de reflejar señales de escasez de capacidad en ciertas áreas, especialmente en las llamadas <i>load pockets</i>, donde existen problemas para importar electricidad de otras áreas. Estas áreas son especialmente sensibles al potencial uso de poder de mercado del generador local y por tanto generalmente se imponen limitaciones al precio en las ofertas de generación.</p> <p>(7) En este caso, el precio de mercado refleja un promedio de los costes marginales de generación en el sistema, y las centrales locales que son llamadas a generar para resolver un problema de congestión son compensadas mediante un pago adicional por restricciones de transporte que no entra en la formación del precio marginal.</p> <p>(8) Por ejemplo, suponiendo que una nueva central de punta cuyo coste anualizado de inversión fuera de 70.000 €/MW y que funcionara solo 10 horas al año, el precio de mercado debería estar en torno a los 7.000 €/MWh como promedio anual en esas horas para que la central pudiese recuperar sus costes fijos. Esta situación podría esperarse de un sistema en equilibrio. Sin embargo, cuando el nivel de reserva de capacidad es superior al eficiente, el beneficio marginal para los consumidores de la entrada en el mercado de una nueva unidad de generación será inferior al coste de inversión anual de esa nueva unidad y, por tanto, la entrada de una nueva central de punta no estaría justificada desde un punto de vista de maximización del bienestar social.</p> <p>(9) Los precios mínimos de oferta principalmente evitan el ejercicio de poder de mercado de comercializadoras que cuenten con contra-</p>	<p>tos bilaterales de capacidad y puedan ofrecer estos recursos al sistema a precios bajos, distorsionando la competencia en el mercado.</p> <p>(10) Los nuevos generadores perciben este pago durante los diez primeros años desde la entrada en servicio de la instalación.</p> <p>(11) Especialmente en horas con restricciones de transporte, en ausencia de precios máximos, el generador despachado en el margen podría ofertar un precio muy por encima de su coste de oportunidad.</p> <p>(12) Estos programas generalmente requirieren transmisión de información de carga al operador de sistema en intervalos de cinco minutos, vía internet.</p> <p>(13) En España la normativa vigente obliga a que los nuevos contadores domésticos de potencia igual o inferior a 15 kW dispongan de discriminación horaria y capacidad de telegestión y telemedida. Asimismo, las empresas están obligadas a acometer un plan de sustitución de todos los equipos ya instalados por contadores electrónicos antes de 2018.</p> <p>(14) De acuerdo al informe de Red Eléctrica, la potencia instalada en régimen ordinario en el año 2011 era de 64 GW, mientras que la demanda máxima ese mismo año fue de 43,8 GW, con lo que el margen de cobertura se situaba actualmente en torno al 40 por 100.</p> <p>(15) Es importante que en estas tarifas los periodos de punta o «críticos» estén correctamente definidos. Periodos críticos ineficientemente largos dificultan la capacidad del consumidor de desplazar consumo a horas fuera de punta.</p> <p>(16) Estas tarifas se fijaron en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y modificaciones posteriores.</p> <p>(17) Este periodo cubre las horas 13 a la 23.</p> <p>(18) El coste marginal de capacidad puede alternativamente reflejarse mediante el</p>	<p>término de potencia (kW), si bien éste debería aplicarse únicamente a la demanda en periodos de horas punta.</p> <p>(19) Idealmente, los pagos por capacidad deberían estar diferenciados por periodo horario, de forma que los consumos en horas punta del sistema contribuyan más al pago por capacidad.</p> <p>(20) En países donde la demanda punta ocurre en el verano, el gran potencial para la reducción de la demanda reside en el control de aparatos de aire acondicionado. En España hay una menor penetración de aire acondicionado eléctrico, no obstante existe un alto potencial para limitar el crecimiento de la demanda punta en el sector residencial.</p> <p>(21) Baltimore Gas & Electric ha adoptado recientemente una tarifa de descuento «crítico» para consumidores de último recurso basado en precios históricos de mercado de la energía en horas punta y en las subastas de capacidad administradas por PJM.</p> <p>(22) En el periodo de transición, hasta que todos los consumidores tengan contador horario o inteligente, será posible mejorar los perfiles de demanda con fines de utilización en ciertos programas de gestión de demanda.</p> <p>(23) Este término se conoce también como «VOLL» (Value of Lost Load) y representa el coste de oportunidad que supone para el consumidor la interrupción o reducción de su consumo eléctrico de energía firme.</p> <p>(24) Los resultados de estimaciones de VOLL en un país no son necesariamente transferibles a otro. Sin embargo, la mayoría de los estudios realizados internacionalmente coinciden en rangos de VOLL que pueden variar entre 2.500 \$/MWh para los consumidores domésticos hasta 25.000 \$/MWh para consumidores comerciales, o alrededor de 50.000 \$/MWh para grandes consumidores industriales. Véase, por ejemplo, el informe del Operador de Mercado Australiano (AEMO), «National Value of Customer Reliability».</p>
---	--	--