

Los precios y cargos regulados de electricidad ante un futuro con recursos distribuidos y consumidores activos*

Tomás Gómez y José Pablo Chaves¹

Resumen

El pasado mes de diciembre de 2016 se publicó el estudio *Utility of the Future* realizado por el Massachusetts Institute of Technology (MIT) en colaboración con el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas (Pérez-Arriaga *et al.*, 2016). Una de las principales recomendaciones de este estudio es la necesidad de revisar el actual sistema de precios y cargos regulados que experimentan los consumidores de electricidad. Las nuevas tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos –junto con el papel más activo de los consumidores adoptando sus propios recursos para producir, almacenar, y gestionar energía– están cambiando el paradigma de los sistemas eléctricos. Ante esta nueva realidad y en aras de la eficiencia, se concluye que el actual sistema de precios y cargos de electricidad debe sufrir una trascendental transformación. En este artículo se profundiza en esta recomendación describiendo en detalle los elementos que la conforman y dando pautas claras a los reguladores y gobiernos para abordar la necesaria reforma.

Palabras clave: Sistemas eléctricos, recursos distribuidos, tarifas.

INTRODUCCIÓN

La creciente presencia de recursos distribuidos de energía de pequeña y mediana escala conectados directamente a las redes de distribución de electricidad o a través de las instalaciones de los consumidores, se inscribe parcialmente en la tendencia general hacia un modelo energético de bajas emisiones en carbono, y podría conducir a un cambio de paradigma en el sistema eléctrico. Entre estos

* Las ideas y recomendaciones expresadas en este artículo surgieron fruto del trabajo colaborativo realizado en el seno del proyecto *Utility of the Future* dirigido por el Prof. Ignacio Pérez-Arriaga. Los autores también agradecen las contribuciones de los otros componentes del equipo de trabajo y en especial de Carlos Batlle, Pablo Rodilla, Claudio Vergara, Jesse Jenkins, Ashwini Bharatkumar y Scott Burger.

¹ Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas.

recursos se encuentran la generación distribuida solar, eólica, microturbinas de diferentes tipos, microgeneración, tecnologías termoeléctricas como bombas de calor, el almacenamiento mediante baterías, dispositivos que reúnen características de demanda, generación y almacenamiento, como los coches eléctricos, y las tecnologías de la información y las comunicaciones que permiten una gestión más inteligente de las redes y usuarios conectados a ellas. La pregunta de hasta qué punto el sistema tradicional basado en grandes centrales va a continuar siendo el prevalente en las próximas décadas y cuál es el papel que van a jugar los recursos distribuidos adquiere total relevancia en este contexto.

Se pueden identificar diferentes impulsores de este cambio. En primer lugar, el desarrollo y la innovación tecnológica están reduciendo el coste de la generación renovable, como la solar fotovoltaica y eólica, del almacenamiento de energía, baterías de ion-Litio y almacenamiento térmico por medio de tecnologías como bombas de calor. En segundo lugar, las políticas de promoción de las energías renovables están facilitando la instalación de volúmenes importantes de dichas tecnologías, lo que a su vez propicia la reducción de costes. Finalmente, los consumidores de electricidad están comportándose de forma más activa en el mercado, tomando decisiones con respecto a la forma más económica y adecuada de gestionar su consumo, convirtiéndose en consumidores activos e incluso participando en la provisión de servicios en el mercado eléctrico.

Existen claras evidencias de que este potencial cambio de paradigma y los cambios regulatorios que lleva aparejados empiezan a ser objeto de atención entre los reguladores energéticos de muchos países. Como ejemplo sirvan el reciente informe publicado por la asociación de las comisiones reguladoras en Estados Unidos (NARUC, 2016) y el paquete de invierno de propuestas legislativas hecho público por la Comisión Europea el pasado mes de noviembre y que lleva por lema “Nuevas reglas para una transición energética centrada en el consumidor” (Comisión Europea, 2016).

Los precios y cargos que pagan actualmente los consumidores en la factura eléctrica en la mayoría de los países resultan inadecuados para conseguir una transición eficiente, donde tanto los recursos tradicionales centralizados como los nuevos recursos distribuidos puedan competir en igualdad de condiciones prove-

yendo los servicios demandados. Por lo general los métodos utilizados hasta ahora por los reguladores para transmitir los precios del mercado o asignar los costes de las actividades reguladas y otros cargos son demasiado simples para capturar las diferencias temporales y locales en el valor de la electricidad y de los servicios asociados. Por ejemplo, el uso de unas tarifas fijas volumétricas por kWh no permite reconocer el valor cambiante de la energía eléctrica a lo largo del día y por tanto anula el posible modelo de negocio asociado a que el consumidor disponga de mecanismos de gestión de la demanda para disminuir su consumo en horas de precios altos y aumentarlo en horas de precios bajos.

En el contexto actual donde los consumidores tienen multitud de opciones tecnológicas para cubrir sus necesidades energéticas e incluso para proveer servicios al sistema, la necesidad de desarrollar un sistema eficiente de precios y cargos se convierte en una prioridad. Este sistema, siguiendo la analogía del sistema nervioso humano, debe llegar a todos los rincones, incluidos los consumidores residenciales. De esta forma, las decisiones de inversión y operación en recursos distribuidos tomadas por los consumidores para su propio beneficio o confort conducirán al aumento de la eficiencia global del sistema eléctrico, promoviendo además la competencia efectiva entre recursos centralizados y distribuidos.

En este artículo se presentan los principios generales y los diferentes ingredientes del sistema de precios y cargos propuesto, en el contexto de un futuro con mayor presencia de recursos distribuidos para conseguir un sistema eléctrico eficiente. Este sistema eficiente de precios y cargos permitirá crear un marco equilibrado para que los recursos centralizados y distribuidos puedan aportar valor al sistema eléctrico a través de la prestación de servicios, los cuales se describirán en la siguiente sección. Finalmente se presenta un decálogo de recomendaciones que proporciona pautas claras y ordenadas a seguir por los reguladores para su progresiva implementación.

EL VALOR DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

El valor de los recursos energéticos, tanto centralizados como distribuidos, puede asociarse a una serie de beneficios que pueden clasificarse en dos tipos. El pri-

mero son los beneficios que se generan cuando dichos recursos proveen servicios a los consumidores o dan servicios de apoyo al sistema eléctrico necesarios para su buen funcionamiento. El segundo son otros beneficios que van más allá del sistema eléctrico.

Además, los beneficios que aportan los recursos energéticos tienen una componente geográfica y temporal, es decir, dependen del lugar y del momento en los que se presten los servicios asociados. La componente geográfica o local, al estar conectados cerca de los consumidores, y a las redes de distribución, es lo que constituye el valor diferencial de los recursos distribuidos y de lo que carecen, por el contrario, los recursos centralizados.

Existe una amplia gama de servicios que tanto los recursos centralizados como los distribuidos pueden proveer al sistema eléctrico. La clasificación de los servicios propuesta en este estudio intenta ser generalizable para la mayoría de contextos regulatorios, mercados y tecnologías.

El principal servicio para el consumidor final es la energía eléctrica que se usa para distintos propósitos (iluminación, funcionamiento de aparatos eléctricos, etcétera). La energía puede ser abastecida tanto mediante recursos distribuidos como mediante recursos centralizados, y tiene un marcado carácter local dependiendo del nudo de la red donde se provea o consuma. Sin embargo, hay otros servicios, por ejemplo la reserva de potencia necesaria para mantener el control de la frecuencia del sistema, donde los recursos distribuidos también pueden cooperar pero donde no aportan un valor diferencial con respecto a los centralizados. El cuadro 1 resume los principales beneficios que aportan los recursos eléctricos, según los servicios que proveen.

Los recursos distribuidos pueden proveer valor para el sistema eléctrico dependiendo de su ubicación, como la reducción de pérdidas óhmicas y congestiones en las redes eléctricas (por límites térmicos o tensión). Por ejemplo, al instalar generación distribuida en el mismo punto de conexión que la demanda los flujos por las redes pueden disminuir y con ellos las pérdidas asociadas al transporte de energía. Sin embargo, hay que recordar lo que se conoce como beneficios marginales decrecientes, esto es, cuanta más generación distribuida se instale, su bene-

Cuadro 1

Clasificación del valor de los recursos distribuidos y centralizados

	Valor asociado a la ubicación	Valor independiente de la ubicación
	Energía	Capacidad firme
Valor para el sistema eléctrico	Margen de capacidad de redes	Reservas de potencia para control de frecuencia
	Calidad de suministro	Cobertura ante variabilidad del precio
	Fiabilidad y resiliencia	
Otros valores	Uso del espacio	Reducción de emisiones
	Empleo local	Seguridad de suministro energético

ficio en reducción de pérdidas irá disminuyendo y, en todo caso, dependerá de la alineación que exista entre el consumo local y la generación local. Si la generación local supera al consumo local y como consecuencia se exporta energía hacia el resto del sistema, las pérdidas podrían volver a aumentar por el incremento de flujo en la red. Siguiendo la misma lógica, el uso de recursos distribuidos podría aliviar problemas de congestión en la red cambiando el perfil de la generación local o del consumo local y, de esta manera, las inversiones en los activos de redes se podrían evitar o retrasar. De nuevo, este efecto dependerá del nivel de penetración de dichos recursos. Inicialmente las inversiones en elementos de red necesarias para transportar energía y mantener la calidad del suministro se pueden evitar, pero si todos los consumidores en una determinada localidad empiezan a instalar generación distribuida, podría darse el efecto contrario teniéndose que reforzar la red para poder evacuar la energía en las horas de la punta de generación.

Además, los recursos distribuidos, al estar cerca de la demanda, pueden tener un valor en términos de mejoras en la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico. Ante un posible corte de suministro, un generador local puede satisfacer la demanda local mejorando así la calidad del suministro. De igual manera, ante catástrofes naturales que provoquen caídas en el tendido eléctrico la generación local puede

aumentar la resiliencia del sistema suministrando energía en estas situaciones de emergencia.

Los recursos distribuidos y centralizados pueden también proveer otros servicios al sistema eléctrico que por lo general no dependen de la ubicación del punto de conexión donde se intercambia energía con el sistema, como por ejemplo el servicio de reserva de potencia para controlar la frecuencia del sistema eléctrico ante desequilibrios instantáneos entre generación y demanda.

En esta misma línea, también, los recursos centralizados y distribuidos pueden contribuir a asegurar capacidad firme de generación para hacer frente a eventos que amenacen la seguridad de suministro o servir como cobertura ante la variabilidad de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas. Estos servicios tienen un valor que, por lo general, es igual para todo el sistema eléctrico interconectado, independientemente de la ubicación específica de los recursos.

Como se muestra en el cuadro 1, hay beneficios locales asociados a los recursos distribuidos que van más allá del sistema eléctrico. Por ejemplo, una posible mejora en el uso del espacio/terreno, principalmente en lugares donde el espacio es limitado o tiene mucho valor, como en las ciudades. Un claro ejemplo de este valor es la instalación de placas fotovoltaicas en los tejados. Adicionalmente, la instalación de recursos distribuidos también podría tener un efecto en aumentar el empleo local, aunque la estimación de este efecto es mucho más compleja. Finalmente, hay valores para los consumidores que van más allá de lo meramente económico. Algunos consumidores podrían obtener cierto valor o satisfacción al autogenerar su electricidad con energía verde, por ejemplo, a pesar de que ello pueda resultar más costoso que la alternativa de comprar directamente la energía de la red.

Finalmente, otros beneficios independientes de la ubicación de los recursos que también se incluyen en el cuadro 1 son la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, cuando la generación sea de origen renovable (independientemente de su ubicación) o mediante reducción u optimización del consumo a través de medidas de gestión de la demanda o eficiencia energética. Además, la generación renovable tiene beneficios en la seguridad de suministro energético al ser un recurso local que no depende de factores externos.

TARIFAS VOLUMÉTRICAS Y BALANCE NETO DE ENERGÍA COMO PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE UBICADA EN LAS INSTALACIONES DE LOS CONSUMIDORES

Los consumidores de electricidad reciben señales económicas en forma de precios y cargos que conforman la tarifa eléctrica. Dependiendo del nivel de evolución del mercado, estas señales se encuentran más o menos desagregadas de acuerdo a los diferentes conceptos que involucran. Por ejemplo, los consumidores en mercados con competencia a nivel mayorista y minorista, pueden elegir su suministrador negociando libremente un precio para la energía en el formato que más les convenga, y deben pagar adicionalmente una tarifa que comprende el coste de las redes de transporte y distribución y también puede incluir otros costes regulados que denominaremos de política energética u otras políticas y que incluyen por ejemplo subsidios a las energías renovables, ayudas sociales para consumidores vulnerables, o compensaciones para regiones insulares, entre otros.

En general, aunque los grandes consumidores pueden participar directamente en el mercado mayorista y en algunos casos participar también en la provisión de servicios de sistema, por ejemplo reserva de potencia para el control de la frecuencia, lo normal es que los consumidores reciban precios y tarifas con una discriminación temporal muy limitada, en algunos casos con diferentes períodos tarifarios en el día y año (tarifas de uso), y con prácticamente ninguna señal de discriminación local (a veces se diferencian los cargos de redes por el nivel de tensión donde se conecta el consumidor en la red).

En el contexto actual y futuro de consumidores activos con capacidad para instalar sus propios recursos de generación y con alternativas de consumo más eficientes, la práctica de tarifas volumétricas crea una serie de problemas de eficiencia económica en la recuperación de los costes regulados.

El problema de recuperación de costes se ve exacerbado con la práctica de balance neto² que proporciona incentivos a la generación renovable ubicada en

2 La práctica del balance neto de energía está extendida en 46 de los estados en Estados Unidos (www.dsireusa.org) y en 7 países de la Unión Europea (Comisión Europea, 2015).

las instalaciones de los consumidores y basada en el esquema de medición y pago de la energía neta consumida a lo largo del período de facturación, por ejemplo mensual. Los consumidores con generación conectada en sus instalaciones que compensan su consumo con electricidad autogenerada o adoptando medidas de eficiencia energética reducen los pagos de aquellos costes regulados de redes y otros costes de política energética que se imputan mediante cargos volumétricos, es decir por kWh. Esto conduce a un efecto de subsidio cruzado por parte de los consumidores pasivos, que verán aumentados sus pagos por estos conceptos con respecto a aquellos consumidores activos que los podrán reducir de forma significativa. Al mismo tiempo, al ir disminuyendo la energía neta entregada por el sistema, requerirá que los cargos volumétricos incrementen progresivamente lo que aumentará el incentivo a instalar generación propia. En el límite, este efecto puede dar lugar a lo que se ha dado en llamar “espiral de la muerte del sistema” donde los consumidores acabarían incluso desconectándose de la misma red para generar su propia energía. Adicionalmente, como ya hemos comentado, el valor de la energía durante las horas del día va cambiando, por lo que compensar energía producida en unas horas del día con consumos durante otras horas crea ineficiencias y trasvase de rentas entre consumidores.

La conclusión es que esta práctica crea importantes distorsiones que deben ser evitadas en la medida en que los recursos distribuidos adoptados por los consumidores están creciendo de forma significativa. Los llamados medidores inteligentes, que permiten que la medida de la energía sea consumida o inyectada en la red en intervalos incluso inferiores a la hora, junto con un rediseño de las tarifas tal y como se explica más adelante, darían solución a este problema.

PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO DE PRECIOS Y CARGOS

Como se ha concluido en el apartado anterior los medidores inteligentes permiten establecer un sistema de precios con suficiente discriminación temporal para la energía neta consumida o inyectada en cada punto de conexión a la red en cada intervalo de tiempo establecido, horario o incluso inferior. De esta forma, el precio sería independiente de los equipos que el consumidor instalase detrás del medidor en sus instalaciones. Se ha venido discutiendo e incluso proponiendo

sistemas de peajes de respaldo separados para la energía producida en las instalaciones del consumidor. El sistema de precios y cargos debe ser agnóstico respecto a las tecnologías o usos de la energía que el consumidor desee adoptar, es decir tecnológicamente neutro. Adicionalmente, los precios y cargos regulados deben ser simétricos respecto al consumo e inyección de energía (pagando al consumidor por la inyección de unidad de potencia en un instante y punto de conexión lo mismo que se cobraría por el consumo en ese mismo instante y punto de conexión, y viceversa) para cada intervalo de tiempo, cada hora o subperíodo, y en cada punto de conexión a la red. De esta forma no tendremos precios o cargos dependiendo del tipo de recursos distribuidos instalados por el consumidor, o de si se trata de un consumidor, un generador, o ambos.

Por otra parte, cuando se determine que ciertos costes, tales como por ejemplo incentivos a ciertas tecnologías o subsidios a consumidores vulnerables, se deben recuperar por medio de la tarifa, dichas ayudas o compensaciones deben explicitarse de forma clara y separada en la factura, y además ser cargados a los consumidores de la forma que se distorsione lo menos posible los precios y cargos regulados básicos asociados a la prestación de los servicios eléctricos propuestos en este artículo.

El sistema de precios y cargos asociados a la prestación y consumo de los distintos servicios eléctricos se compone de cuatro elementos aditivos principales: 1) el precio de la energía, 2) el precio o cargo de otros servicios relacionados con la energía, tales como las reservas operativas o la capacidad firme, 3) los cargos de los servicios de redes eléctricas de transporte y distribución, y 4) otros cargos para recuperar los costes de política energética u otras políticas gubernamentales que el correspondiente gobierno haya decidido recuperar a través de la tarifa eléctrica.

Los precios de la energía surgen del principio de eficiencia económica y deben reflejar el coste marginal o incremental de proveer el servicio o producto. Así la teoría marginalista para el cálculo de los precios *spot* o nodales de energía activa y reactiva en cada instante y en cada punto del sistema proporciona un sólido fundamento teórico, que trata de reflejarse en la vida real a través del establecimiento de mercados competitivos de energía y también de reservas operativas que determinan el precio de esos productos. Adicionalmente, sabemos que estos

precios aplicados con discriminación local dependiendo del punto de conexión al sistema, resultan insuficientes para recuperar los costes de las actividades de red y por supuesto de los costes de las distintas políticas gubernamentales. Para el caso de los servicios de red, y siguiendo el mismo principio de eficiencia económica, veremos que se pueden diseñar cargos de red en los períodos de máxima utilización de la misma que reflejen el coste incremental de las inversiones futuras requeridas, quedando finalmente un coste residual de redes también a recuperar. En el caso de estos costes residuales de red o de los costes de las diferentes políticas gubernamentales, la regla a seguir para la recuperación de los mismos es que los cargos asociados deben diseñarse de forma que distorsionen lo menos posible las señales de precio obtenidas en el mercado y los cargos basados en los costes incrementales de redes y generación firme.

Como conclusión, la única forma de establecer una competencia en un mismo plano entre recursos distribuidos y centralizados para conseguir un sistema eficiente futuro, tanto en inversiones como en la forma en que se utilizan los recursos existentes, es acometer una profunda revisión de la estructura de precios y cargos regulados que los usuarios del sistema, sean generadores, consumidores, o ambos, reciben en cada instante de tiempo y dependiendo de su lugar de conexión en el sistema.

LA DISCRIMINACIÓN TEMPORAL EN EL PRECIO DE LA ENERGÍA

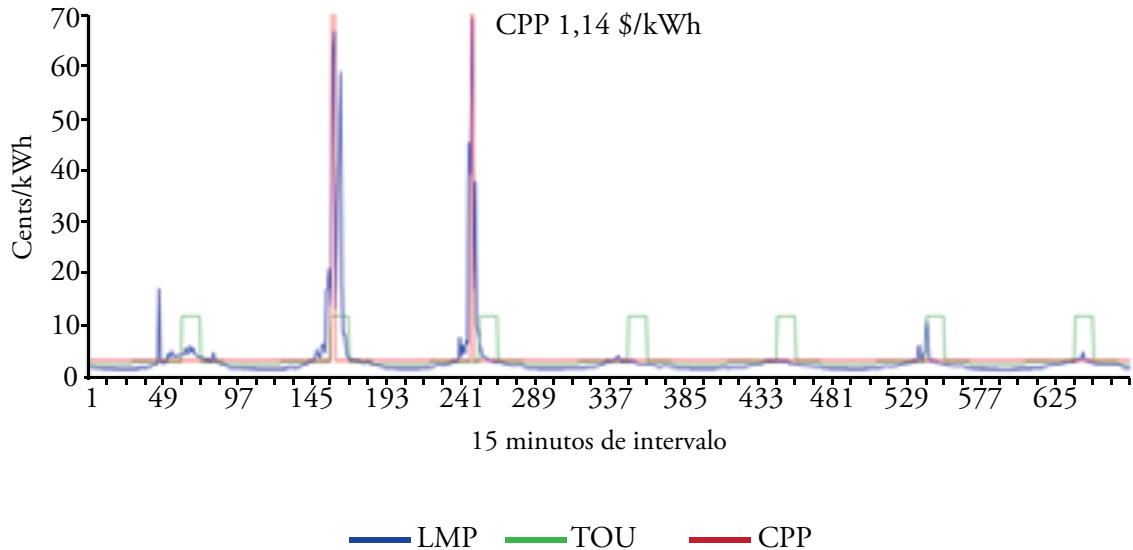
Actualmente los mercados mayoristas de electricidad reflejan la variación en el tiempo del valor de la energía tanto consumida como inyectada al sistema, el problema es que este valor no se traslada a los consumidores y a los recursos distribuidos con la misma discriminación temporal.

Por ejemplo, el gráfico 1 representa el valor de la energía en el mercado mayorista ERCOT en la ciudad de Austin (Texas). Pueden observarse en el mismo gráfico, las diferencias significativas entre este valor que debe tomarse como referencia (LMP) y las tarifas al consumidor final en diferentes alternativas, tanto en el caso

Gráfico 1

Precios mayoristas en ERCOT Austin (LMP), cargos por tiempo de uso (TOU) y cargos en períodos críticos (CPP)

(Semana en julio del 2015)

Fuente: Pérez-Arriaga *et al.* (2016).

de tarifas con dos valores según el tiempo de uso (TOU) o incluso con las tarifas bajo la modalidad de cargos muy elevados en los considerados períodos críticos (CPP).

La instalación de medidores inteligentes permitiría incluso a los consumidores residenciales obtener la señal de precio con suficiente discriminación temporal como para promover medidas eficientes de respuesta de su demanda al precio, tales como la instalación de termostatos, u otras relacionadas con una mejor gestión de sus medios de generación renovable con la instalación de baterías de almacenamiento de energía. Existen ya experiencias prácticas en este sentido donde los consumidores pueden acogerse al precio horario del mercado mayorista sabiendo que ello puede reportarles beneficios con una adecuada gestión de sus recursos. Este sería el caso de España con las tarifas basadas en el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), que es la tarifa por defecto donde se trasladan los precios horarios del mercado mayorista a los consumidores domésticos acogidos a esta modalidad tarifaria.

CARGOS DE CAPACIDAD DE RED EN PERÍODOS DE MÁXIMA UTILIZACIÓN

Los costes regulados de las redes deben ser recuperados a través de señales económicas que en primer lugar promuevan eficiencia tanto en el corto como en el largo plazo, y en segundo lugar permitan recuperar el coste total reconocido de las mismas.

Como se ha comentado, los precios marginales de energía son las señales que crean eficiencia en el uso de los recursos existentes, es decir, en los aspectos operativos de corto plazo. Sin embargo, el excedente resultante de la aplicación de estos precios marginales en los distintos nudos del sistema (precios nodales) es insuficiente para recuperar los costes totales reconocidos de red.

La segunda señal para crear eficiencia en el largo plazo con respecto a minimizar la necesidad de inversiones futuras en red son los cargos de capacidad coincidentes en períodos de máxima utilización de la red. Estos cargos reflejan la responsabilidad de las inyecciones o consumos de potencia de los usuarios de la red en las futuras inversiones necesarias en la misma en aquellos períodos donde la red se encuentra más estresada. Al igual que los precios de la energía, estos cargos dependerán del nodo de conexión en la red y serán simétricos para las inyecciones y consumos de potencia (lo que se cobra por el consumo debe ser igual a lo que se paga por la inyección de la potencia en un mismo instante y punto de conexión). En ciertos períodos de estrés en la red el cargo puede gravar los consumos, fundamentalmente en las horas pico de demanda, mientras que en otros períodos el cargo puede gravar las inyecciones, en las horas pico de generación local en redes de distribución.

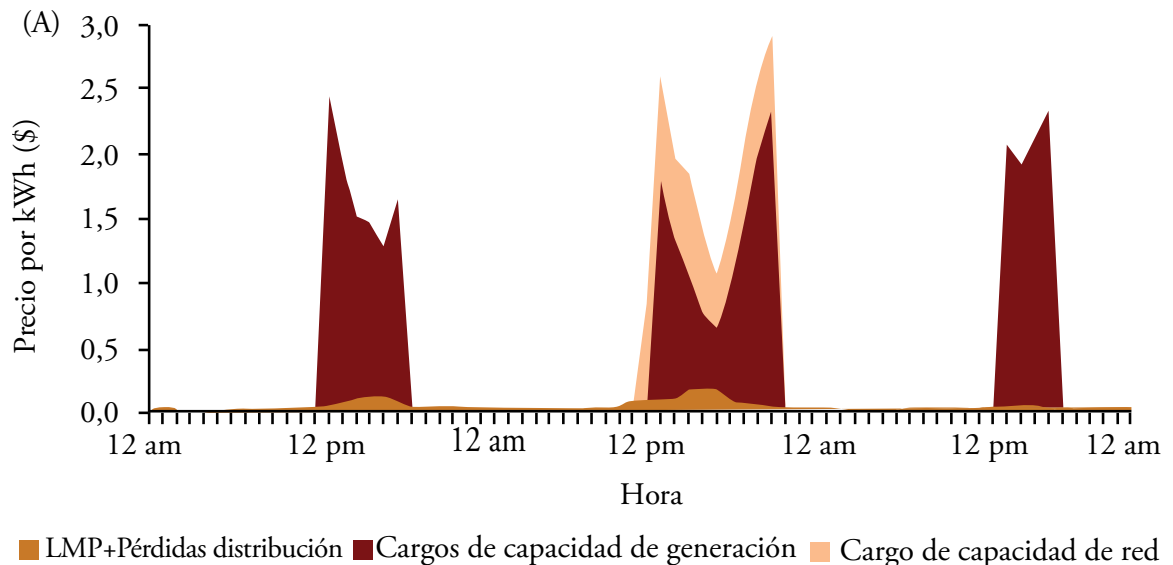
La misma lógica se puede utilizar para determinar los cargos de capacidad firme de generación coincidentes con períodos de máxima utilización de la capacidad de generación instalada, asociados a la existencia de mecanismos de remuneración de la capacidad en determinados mercados eléctricos.

En el gráfico 2 se muestra, para una determinada semana de julio en Chichester (Nueva York), el efecto de añadir a los precios de la energía sendos cargos de

Gráfico 2

Precio de la energía (LMP* + Pérdidas en distribución) y cargos de capacidad de generación y de red. Resultados para el condado de Westchester en Nueva York

(Ejemplo con bajo crecimiento de la demanda)



Nota: *LMP: precios nodales marginales.

Fuente: Pérez-Arriaga *et al.* (2016).

capacidad en determinados períodos, el primer cargo por coincidencia con los períodos de máxima utilización de la capacidad firme de generación, y el segundo cargo por coincidencia con el período de máxima utilización de la red.

Como se puede observar los cargos de capacidad de red o generación pueden ser importantes a lo largo de determinados períodos en el año y en determinadas horas. De nuevo los medidores inteligentes permiten reflejar estos precios adecuadamente con suficiente discriminación temporal y promover la respuesta eficiente de los consumidores mediante una adecuada gestión de sus recursos energéticos.

Sin embargo, las señales de eficiencia asociadas con la utilización de la red, precios mayoristas de energía, y cargos de capacidad de red, no son suficientes para

Los precios y cargos regulados de electricidad ante un futuro con recursos distribuidos y consumidores activos

recuperar los costes anuales reconocidos de red por lo que como se verá más adelante se deben añadir unos cargos complementarios para recuperar el coste residual de red junto con el resto de costes de políticas gubernamentales incluidos en la tarifa eléctrica.

LA COMPONENTE LOCAL DE LOS PRECIOS Y CARGOS

Los precios de la energía que reflejan el coste marginal de generar y transportar la misma, también cambian con la localización del consumo y la inyección de potencia en el sistema. La variación de precios de un lugar a otro refleja el coste marginal de las pérdidas que se producen en la red al transportar la energía, así como los sobrecostes operativos debidos a las restricciones, congestiones o problemas de tensión, que impone la red a los flujos de potencia.

Gráfico 3

Zonas de precios en el mercado integrado europeo de electricidad



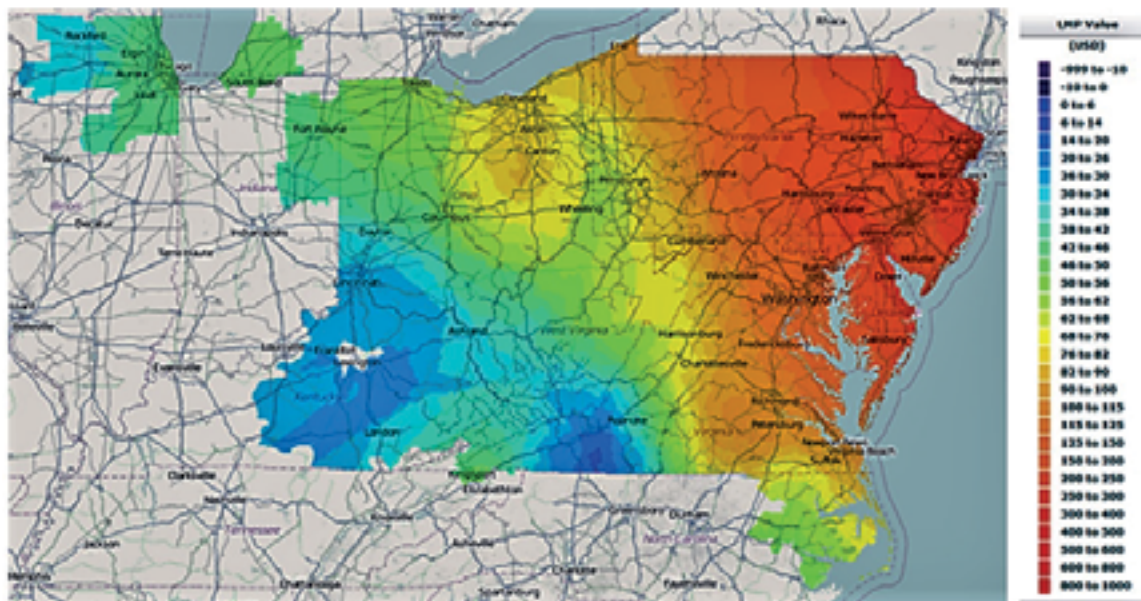
Fuente: Ofgem, 2014.

Este efecto de la variación local de los precios de energía eléctrica se recoge de distintas formas en los diferentes mercados. Por ejemplo, en Europa, el algoritmo que casa el mercado diario de electricidad considera diferentes zonas de oferta y demanda en cada uno de los países, y para cada zona obtiene un precio (gráfico 3). En el caso de ausencia de congestiones en la red los precios entre zonas coinciden, siendo diferentes en caso contrario.

Así mismo, en algunos mercados eléctricos en Estados Unidos, el operador del mercado calcula precios locales considerando un esquema muy detallado de la red de transporte que puede incluir miles de nodos o subestaciones. Por ejemplo, en el gráfico 4 se muestra la variación de precios nodales en la red operada por PJM con más de 11.000 nodos. Estos precios se calculan en el mercado horario y también en los mercados de tiempo real incluso para períodos inferiores a la hora (en PJM como muestra el gráfico cada 5 minutos).

Gráfico 4

Precios nodales en más de 11.000 nodos en PJM el 19 de julio del 2013 a las 4:05 pm.



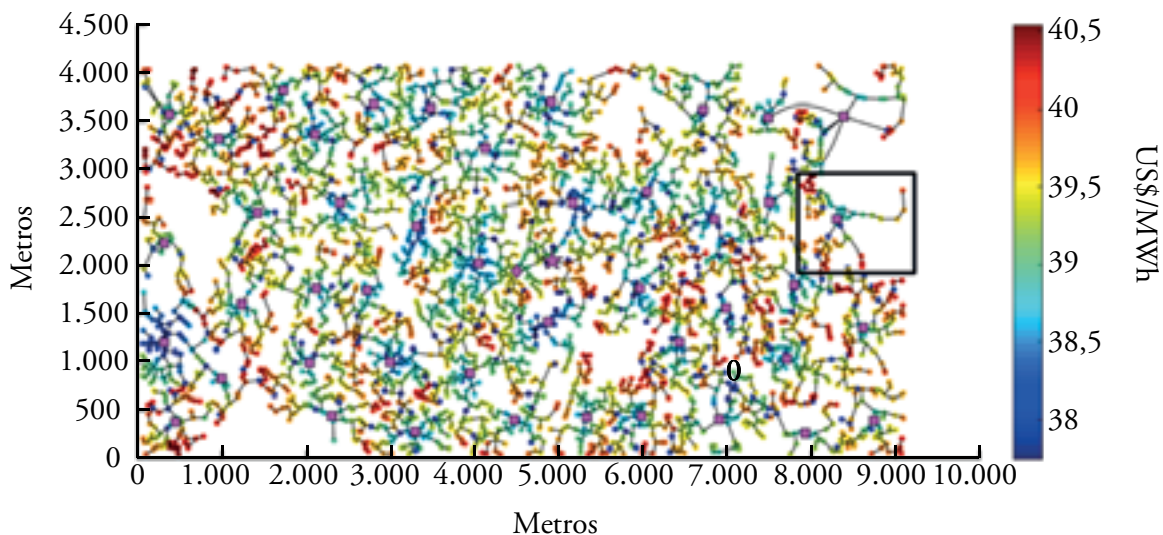
Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

A pesar de estas diferencias de precios por zonas o incluso por subestaciones conectadas a la red de transporte de electricidad, calculadas en los mercados mayoristas, los precios que son cargados a los consumidores o recursos distribuidos conectados a las redes de distribución son iguales entre sí dentro de la misma zona o subestación de transporte. Es decir, hasta el momento, no existen experiencias reales donde el efecto local de las redes de distribución se tenga en cuenta cuando se calculan los precios de la energía para consumidores finales o recursos distribuidos.

En teoría sería posible con una representación detallada de las redes de distribución calcular también precios nodales de energía diferentes en los distintos puntos de conexión donde realmente se encuentran conectados los consumidores y recursos distribuidos asociados. Por ejemplo, en los gráficos 5 y 6 se muestra la distribución local de los precios nodales de energía en dos situaciones. En el primero, gráfico 5, las diferencias de pre-

Gráfico 5

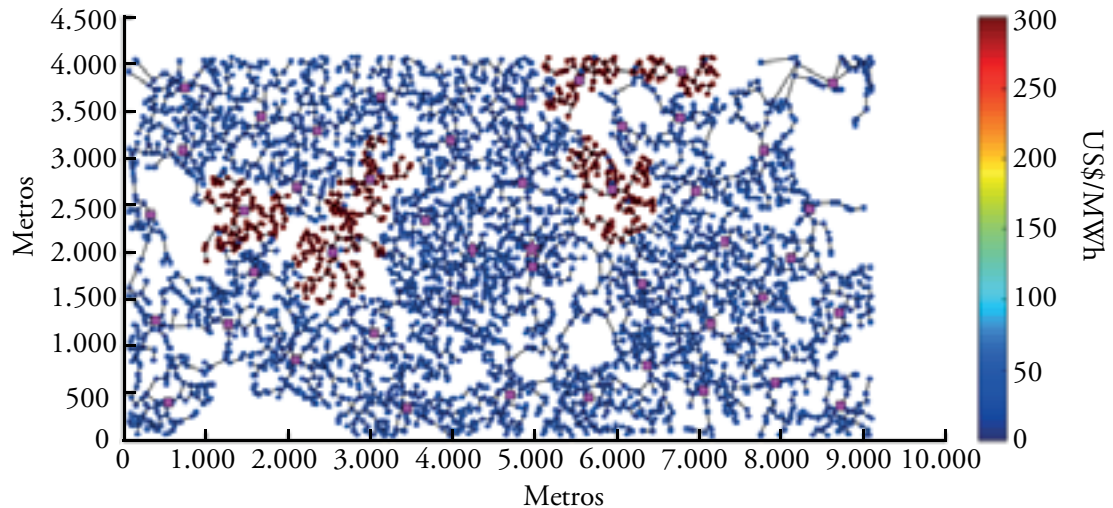
Diferenciación local de los precios marginales de potencia activa en redes de distribución durante una hora debido al efecto en pérdidas



Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

Gráfico 6

Diferenciación local de los precios marginales de potencia activa en redes de distribución durante una hora debido al efecto en congestiones



Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

cios son menores entre los diferentes nodos y se deben únicamente al coste marginal de transportar los flujos de potencia que ocasionan pérdidas en la red, mientras que en el gráfico 6 aparecen diferencias de precios nodales mayores debido a que algunos tramos de la red presentan congestiones o problemas de tensión que llevan aparejados la necesidad de redespachar recursos distribuidos o desconectar demanda interrumpible a un elevado coste (\$300/MWh).

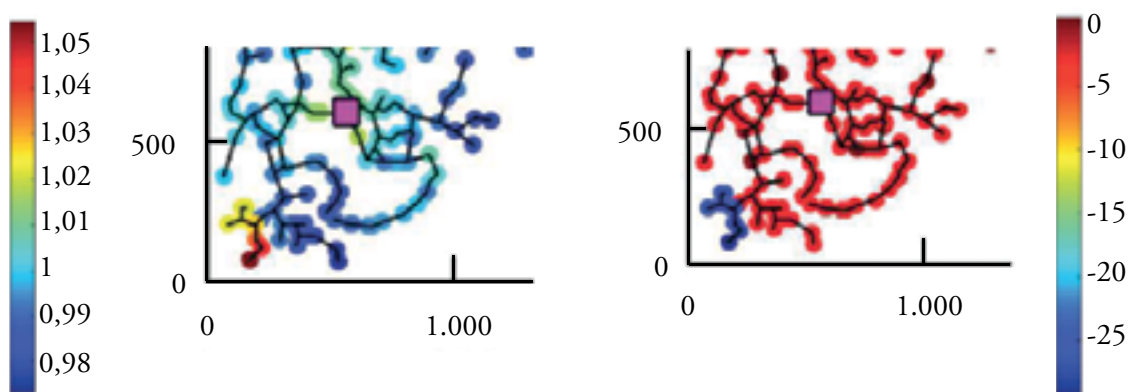
En las redes de distribución, además de los precios de la energía por nodo, anteriormente comentados y referidos al consumo e inyección de potencia activa, se pueden calcular los precios nodales de potencia reactiva. Estos precios son indicadores y reflejan el coste ocasionado por los problemas de tensión que existen en la red, y que en redes de distribución suelen ser los más frecuentes. Por ejemplo, en el gráfico 7 se representan los valores de tensión observados en los diferentes nudos de la red y cómo se correlacionan con los precios nodales de potencia reac-

tiva. Los precios negativos de potencia reactiva están asociados con problemas de tensión elevada e indican la necesidad de aumentar el consumo de potencia reactiva en dichos nudos. Estos precios pueden indicar a las compañías distribuidoras la existencia e importancia de los problemas y a partir de esta información tomar medidas para poder corregir dichos problemas. Por ejemplo, el operador de la red de distribución podría convocar una subasta competitiva con diferentes oferentes de recursos distribuidos que pudieran resolver los problemas detectados para después firmar contratos bajo los cuales poder gestionar dichos recursos cuando apareciesen los problemas comentados. Bajo estos contratos los recursos distribuidos seleccionados serían compensados económicamente. De esta forma, se podría aumentar la eficiencia del sistema en lugar de acudir a las tradicionales soluciones adoptadas por las compañías distribuidoras instalando nuevas líneas o subestaciones.

Por otra parte, además de los precios de la energía, los cargos de capacidad de red en coincidencia con los períodos de máxima utilización de la misma también

Gráfico 7

Valores de tensiones más altos en los nodos en pu (izquierda) y precios de potencia reactiva (derecha)



Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

tienen una componente local relevante. Los períodos de máxima utilización de una subestación de alimentación a la red de distribución no tienen por qué ser los mismos que los períodos de máxima utilización de cada una de las líneas de media tensión que salen de dicha subestación, ni tampoco de cada uno de los transformadores de distribución de cada una de las líneas de media tensión que alimentan a los consumidores de baja tensión. Como se puede inferir el nivel de granularidad con el que finalmente se apliquen las señales de precio, en la práctica, es una decisión clave a tomar por el regulador.

Como conclusión, desde el punto de vista de promover la respuesta eficiente de los consumidores activos con recursos distribuidos es importante resaltar que las señales de precio con mayor granularidad serán las que produzcan mayor eficiencia, alineando los beneficios privados de los consumidores en su factura eléctrica con la reducción de costes totales en el sistema. Está claro que una mayor granularidad también implicará una mayor complejidad computacional, de información y comunicaciones, y de entendimiento y aceptabilidad por parte de los consumidores. Por tanto, existe un compromiso entre los beneficios incrementales en eficiencia y los costes añadidos en complejidad asociados a un mayor grado de granularidad en las señales de precios de energía y cargos de capacidad de red. Los reguladores deben determinar en la práctica en qué grado aplicar este nivel de granularidad en el diseño del mercado y en la asignación de los costes regulados a los diferentes usuarios del sistema de acuerdo a su localización.

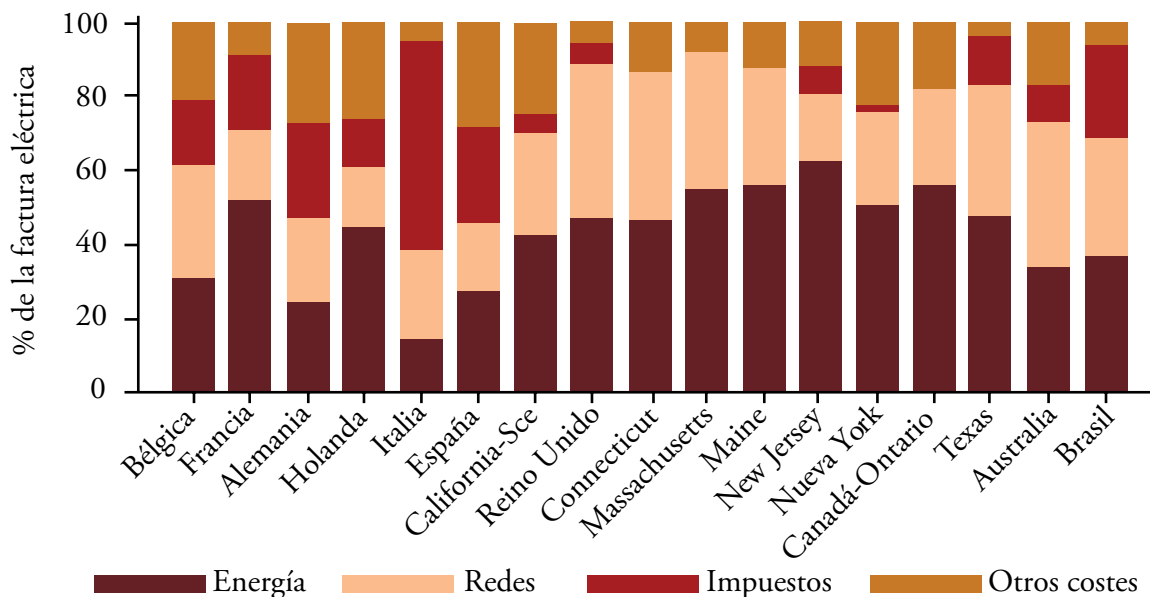
LOS CARGOS PARA RECUPERAR LOS COSTES RESIDUALES DE LAS REDES Y LOS COSTES DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y OTRAS POLÍTICAS

La primera consideración que debemos tener en cuenta es que estos costes regulados incluidos en la tarifa eléctrica han ido cobrando mayor importancia en los últimos años. En determinados países estos costes junto con las tasas aplicadas al consumo eléctrico pueden superar el 50% del importe total de la factura, tal y como se observa en el gráfico 8.

La segunda consideración para el diseño de los cargos para recaudar los costes de políticas gubernamentales y los costes residuales de las redes no recuperados

Gráfico 8

Desagregación por categorías de costes de la factura eléctrica de consumidores residenciales en distintos países



Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

mediante los cargos de capacidad de red, es que estos cargos deben distorsionar en la menor medida posible las señales de eficiencia de precios de energía y cargos de red que reciben los consumidores por sus consumos e inyecciones a la red con un suficiente nivel de granularidad tanto temporal como local.

Como se ha comentado, por lo general, en la actualidad ocurre lo contrario. En muchos países estos costes de redes o políticas gubernamentales se recuperan a través de cargos volumétricos por kWh que distorsionan la señal de precio de la energía. Lo anterior induce comportamientos ineficientes para el sistema por parte de los consumidores que instalan generación propia para compensar su consumo de energía y por tanto reducen su contribución al pago de este tipo de costes, sin que los mismos se vean reducidos por dicho comportamiento.

La alternativa para reducir estas distorsiones consistiría en diseñar estos cargos regulados como pagos anuales o mensuales por una cantidad fija por consumidor.

Una opción para determinar estos cargos fijos por consumidor es aplicar la teoría de precios de Ramsey que propone cargar a cada consumidor de forma inversamente proporcional a su elasticidad. El cálculo de dicha elasticidad es complicado por lo que en la práctica se podría utilizar un *proxy* dado por el impacto en la reducción de renta que tienen los consumidores debido al pago de la factura eléctrica. En el fondo, este *proxy* coincide con un indicador del nivel de riqueza. Por tanto, los costes de políticas gubernamentales y costes residuales de redes se podrían repartir entre los consumidores mediante un cargo fijo por consumidor calculado de forma proporcional, por ejemplo, a la tasa de bienes inmuebles o al tamaño de la propiedad con suministro eléctrico del consumidor, entre otras alternativas posibles.

COSTES A INCLUIR EN LA TARIFA ELÉCTRICA Y EL EFECTO DE DESCONEXIÓN DEL SUMINISTRO Y ABANDONO DEL SISTEMA

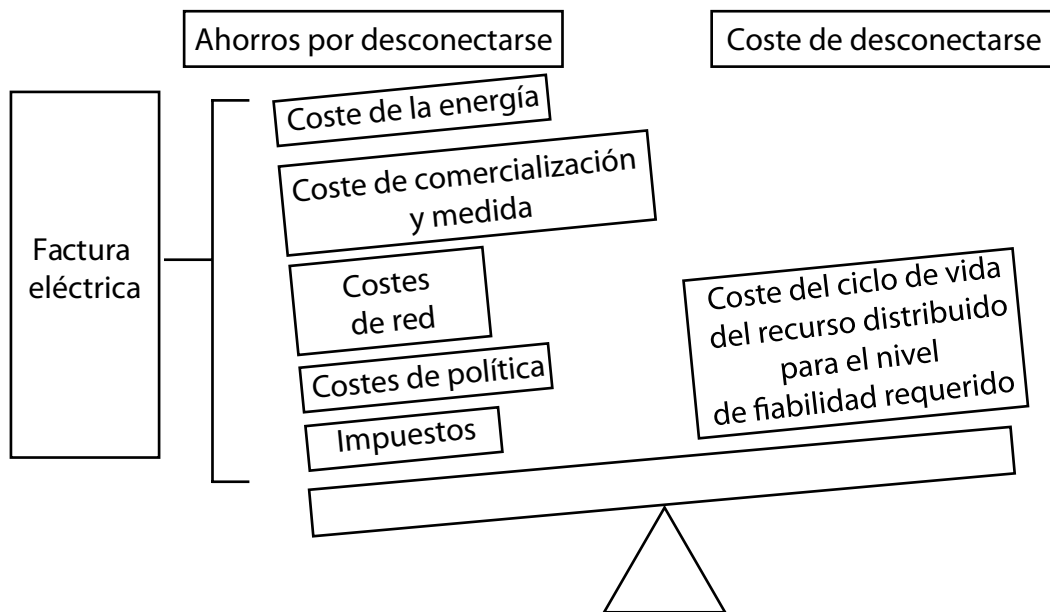
Con las reducciones de costes de los recursos distribuidos de generación y almacenamiento de energía experimentadas en los últimos años y las proyecciones para los próximos años donde se confirma esta tendencia, se observa en ciertos países, donde se dan las condiciones favorables y donde los costes de políticas gubernamentales son elevados, que cada vez un mayor número de consumidores está decidiendo desconectarse de la red, abandonar el sistema, y autoabastecerse con recursos energéticos propios, obteniendo de esta forma beneficios económicos.

En el fondo, el efecto observado de desconexión de la red es en último término una forma extrema de elasticidad de la demanda al precio que desde un punto de vista de la eficiencia global del sistema debe cuestionar los costes derivados de diferentes políticas gubernamentales que están siendo incluidos en la tarifa eléctrica.

El gráfico 9 compara el peso de los costes incluidos en la tarifa eléctrica frente al de los costes asociados a desconectarse de la red y autoabastecerse. Desde el punto de vista del consumidor, aparte de otras preferencias como las de ser autosuficiente o alimentarse únicamente con electricidad limpia, la decisión económica sería clara cuando el coste de la tarifa eléctrica, fundamentalmente debido a la importante

Gráfico 9

Costes y beneficios de la desconexión de la red desde el punto de vista del consumidor



Fuente: Pérez-Arriaga *et al.*, 2016.

carga de costes no directamente vinculados con el servicio eléctrico, supere los costes de autoabastecimiento que paulatinamente irán decreciendo.

Desde un punto de vista de eficiencia global, un diseño adecuado de la tarifa y de los costes incluidos en la misma debe evitar las prácticas ineficientes de desconexión de la red. El hecho de que los consumidores se desconecten de la red motivados por una excesiva tarifa, que incluye costes no relacionados con el servicio eléctrico y elevadas tasas, no reduce estos costes, y en último término, conduce a que los consumidores que siguen conectados aumenten su contribución a los mismos, produciendo progresivamente el efecto, anteriormente comentado, de un sistema financieramente insostenible (“espiral de la muerte del sistema”).

Los gobiernos y el regulador energético deben sopesar sus decisiones con respecto a los costes no directamente vinculados al servicio que son incluidos en la tarifa y el efecto de la potencial desconexión de consumidores para autoabastecerse

mediante recursos propios. En este sentido, se han propuesto algunas recomendaciones y existen distintas experiencias. Por ejemplo, en Batlle (2011) se discute la posibilidad de compartir el coste de los subsidios a las energías renovables entre los diferentes consumidores energéticos, en lugar de cargar sus extracostes únicamente sobre los consumidores eléctricos. Por otra parte, en Estados Unidos, una parte substancial de la financiación de la generación renovable se carga como tasas o impuestos en distintos ámbitos, local, estatal o federal, en lugar de incluirla en la factura eléctrica.

Finalmente, otra opción a explorar, aunque no exenta de potenciales trabas legales, para evitar la ineficiente desconexión de consumidores de la red, sería la de establecer un peaje de salida que deberían pagar aquellos que decidiesen abandonar el sistema. En este peaje de salida se incluiría la parte correspondiente a los costes residuales de redes y a aquellos costes de otras políticas incluidos en la tarifa eléctrica, que de otra forma otros consumidores acabarían pagando en su lugar. Existen cuestiones importantes relativas a la implantación en la práctica de este tipo de peajes de salida que deberían ser tenidas en cuenta por el regulador, tales como por cuánto tiempo y en qué cantidades este peaje debería calcularse. ¿Sería la compañía que ya no abastece al consumidor la encargada de recolectarlo? etcétera.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El referido estudio *Utility of the Future* realiza una serie de recomendaciones prácticas dirigidas a reguladores y gobiernos en los aspectos que hemos abordado en este artículo. Estas recomendaciones son urgentes si queremos que el sistema eléctrico del futuro responda a señales de eficiencia donde, bajo las reglas de mercado, los recursos centralizados y distribuidos puedan colaborar y competir en igualdad de condiciones, y donde las reformas que se plantean promuevan una participación activa de los consumidores en invertir y gestionar los recursos energéticos del futuro. Como escribió Saint Exupéry, nuestro papel no es predecir el futuro sino facilitararlo.

A continuación, resumimos el decálogo de estas recomendaciones en lo relativo al establecimiento de un sistema eficiente de precios y cargos que valore la prestación y consumo de los diferentes servicios del sistema eléctrico.

- Crear un sistema de precios (para aquellos servicios que se proporcionan en mercados) y cargos regulados (para remunerar las actividades de red y otros costes de políticas gubernamentales incluidos en la tarifa eléctrica) como señales económicas directrices que reflejen en tiempo y lugar las condiciones específicas del sistema y que promuevan decisiones de operación y expansión eficientes tomadas por los agentes del mercado y consumidores con relación a los recursos centralizados y distribuidos que conforman el sistema eléctrico.
- Asegurar que los precios y cargos regulados son no discriminatorios y tecnológicamente neutros. Para ello, estos precios y cargos deben hacerse sobre la medida de energía o potencia en el punto de conexión al sistema, es decir sobre el consumo e inyección de energía o potencia en cada intervalo de medida en dicho punto de conexión, en lugar de sobre los diferentes equipos que conforman la instalación del consumidor. En otras palabras, no se puede ir más allá del contador entrando en los equipos del consumidor. Además, los precios y cargos deben ser simétricos, pagando por la inyección de unidad de potencia en un instante y punto de conexión lo mismo que se cobraría por el consumo en ese mismo instante y punto de conexión, o viceversa.
- Promover el desarrollo de una moderna infraestructura de contadores inteligentes y comunicaciones asociadas en los puntos de conexión al sistema, donde se conectan generadores, consumidores, y los que realizan ambas actividades. Se trata de un requisito imprescindible para poder aplicar el sistema de precios y cargos propuesto con el suficiente nivel de granularidad temporal y local.
- Establecer el nivel de granularidad adecuado en las señales de precios y de cargos de acuerdo con las características de la infraestructura de medición, del sistema eléctrico y del contexto regulatorio. Para ello se deben valorar las ganancias en eficiencia asociadas al aumento progresivo de dicha granularidad con relación a los costes de implantación, complejidad y aceptabilidad por parte de los consumidores, y otros aspectos de equidad en el diseño de las tarifas.
- Diseñar los cargos para recolectar los costes residuales de las redes junto con los costes derivados de políticas gubernamentales y tasas incluidos en la tarifa eléctrica de tal forma que distorsionen en la menor medida posible las señales

eficientes de precios de la energía y cargos de capacidad de red o de potencia firme que reflejan la variación de los costes del sistema. En particular evitar cargos volumétricos por kWh para recuperar estos costes residuales y migrar hacia cargos fijos por consumidor, que en el caso de los consumidores residenciales pueden hacerse proporcionales, por ejemplo, a la tasa de bienes inmuebles o al tamaño de la vivienda o propiedad del consumidor.

- Asegurar que los precios de energía reflejan una suficiente diferenciación en el tiempo. Transmitir a los consumidores con medidores inteligentes la variación horaria de precios observada en los mercados mayoristas de electricidad con factores de pérdidas marginales para cada uno de los niveles de tensión en la red puede ser un buen punto de partida.
- Implantar cargos de capacidad de red coincidentes con los períodos de máxima utilización de las infraestructuras. Estos cargos deben reflejar las contribuciones de los usuarios de la red a los costes incrementales de las infraestructuras de red en los períodos de máxima utilización de las mismas, coincidentes con períodos de máximo consumo o períodos de máxima generación locales. En los mercados con mecanismos de remuneración de la capacidad, también pueden establecerse cargos de capacidad en los períodos de escasez de la potencia firme generada. Todo ello atraerá inversiones desde el lado de la respuesta de la demanda y de otros recursos distribuidos que resultarán eficientes para el sistema en su conjunto.
- Aumentar progresivamente la discriminación local de las señales de precio y cargos de red en las redes de transporte y de distribución de electricidad. Las ganancias de eficiencia serán mayores en aquellas zonas del sistema donde habitualmente se presenten congestiones o problemas de tensión. Por el contrario, la discriminación local presenta una mayor complejidad en el cálculo de precios y cargos, y en el caso de los cargos de red resulta contraria a la práctica habitual de socialización de los costes de las redes, levantando en último término la discusión sobre equidad en las tarifas.
- Explorar la utilización de las señales de precio de potencia reactiva en las redes de distribución para detectar problemas de tensiones que son los más frecuentes en esas redes, y permitir al operador de la red de distribución identificar

recursos distribuidos que puedan ayudar en la resolución de dichos problemas, reduciendo de esta forma la necesidad de nuevas inversiones en redes.

- Explorar métodos para resolver los potenciales problemas de equidad asociados a la implantación de señales locales de precios y cargos de red. Los consumidores residenciales y también los consumidores vulnerables deben disponer de mecanismos que les den seguridad financiera sobre la incertidumbre creada por la volatilidad de precios y cargos asociada a las señales económicas propuestas. En este sentido, los reguladores deben promover mecanismos de cobertura para compensar variaciones mes a mes en la factura o igualar tarifas medias por zonas pero manteniendo el incentivo para aquellos que reaccionen en la dirección correcta de reducción de costes del sistema.

Además de los temas relacionados en este artículo relativos al establecimiento de un sistema eficiente de precios y cargos, el estudio de MIT y Comillas también propone recomendaciones en otros campos relativos a la mejora de la regulación de las compañías distribuidoras de electricidad, el establecimiento de una estructura verticalmente desintegrada y funcional de la industria eléctrica, la mejora de las reglas de funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad, y finalmente otras recomendaciones sobre el valor local de los recursos distribuidos y economías de escala a tener en cuenta cuando se diseñan políticas de promoción de tecnologías que puedan ser desplegadas en modo centralizado o distribuido.

REFERENCIAS

BATLLE, C. (2011), “A method for allocating renewable energy source subsidies among final energy consumers”, *Energy Policy*, 39(5): 2586-2595.

COMISIÓN EUROPEA (2015), *Best Practices on Renewable Energy Self-Consumption*. Disponible en: ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf

– (2016), *Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe’s growth potential*. Disponible en: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_en.htm. [Accedido el 20 de febrero, 2017].

NARUC (NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS) (2016), *Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. Disponible en: <http://www.naruc.org/rate-design/>

OFGEM (2014), *Bidding Zones Literature Review*. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/10/fta_bidding_zone_configuration_literature_review_1.pdf. [Accedido agosto 31, 2016].

PÉREZ-ARRIAGA, J. I. *et al.* (2016), *Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Disponible en: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>. [Accedido el 16 de diciembre, 2016].

Para saber más:

AEMO (2016), *Distribution Loss Factors for the 2016/2017 Financial Year*, Australian Energy Market Operator. Disponible en: www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Security-and-reliability/Loss-factor-and-regional-boundaries/-/media/BEAA8BCF75814061B12C1427D21F41A1.ashx

AUSGRID (2011), *Distribution Loss Factor Calculation Methodology Paper*. Disponible en: www.aer.gov.au/system/files/Ausgrid%20-%20Distribution%20Loss%20Factors%20-%20Methodology%202011-12.doc

BONBRIGHT, J. (1961), *Principles of Public Utility Rates*, Columbia University Press.

CARAMANIS, M.; NTAKOU, E.; HOGAN, W. W.; CHAKRABORTTY, A., y J. SCHOENE (2016), “Co-Optimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets with Nondispatchable Renewable Generation and Distributed Energy Resources”, *Proceedings of the IEEE*, 104 (4): 807–36, doi:10.1109/JPROC.2016.2520758.

COSTELLO, K. W., y R. C. HEMPHILL (2014), “Electric Utilities’ ‘Death Spiral’: Hyperbole or Reality?”, *The Electricity Journal*, 27 (10): 7–26, doi:10.1016/j.tej.2014.09.011.

CSIRO (2013), “Change and Choice: The Future Grid Forum’s Analysis of Australia’s Potential Electricity Pathways to 2050”, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation. Disponible en: publications.csiro.au/rpr/download?pid=csiro:EP1312486&dsid=DS13

ECOFYS (2014), *Design Features of Support Schemes for Renewable Electricity*, DESNL13116. Disponible en: www.ecofys.com/files/files/ec-fraunhofer-isi-ecofys-2014-design-features-of-support-schemes.pdf

EIA (2014), *Price Elasticities for Energy Use in Buildings of the United States*, US Energy Information Administration.

EPRI (2016), *Residential Off-Grid Solar + Storage Systems: A Case Study Comparison of On-Grid and Off-Grid Power for Residential Consumers*, Electric Power Research Institute. Disponible en: www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002009150

EUROSTAT (2016), *Electricity Production, Consumption and Market Overview*. Disponible en: ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview

FELDER, F. A., y R. ATHAWALE (2014), “The Life and Death of the Utility Death Spiral”, *The Electricity Journal*, 27 (6): 9–16.

FERC (2016), *PJM at a Glance*, Federal Energy Regulatory Commission. Disponible en: www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm/elec-pjm-glance.pdf

FRAUNHOFER ISE (2015), *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Disponible en: www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf

GRAFFY, E., y S. KIHM (2014), “Does Disruptive Competition Mean a Death Spiral for Electric Utilities?”, *Energy Law Journal*, 35: 1.

INSTITUTE FOR ELECTRIC INNOVATION (2016), *Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid*, The Edison Foundation. Disponible en:

www.edisonfoundation.net/iei/publications/Documents/Final%20Electric%20Company%20Smart%20Meter%20Deployments-%20Foundation%20for%20A%20Smart%20Energy%20Grid.pdf

JRC SMART ELECTRICITY SYSTEMS AND INTEROPERABILITY (2016), “Smart Metering Deployment in the European Union”, 31 de octubre de 2016. Disponible en: ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union

JOSKOW, P., y C. WOLFRAM (2012), “Dynamic Pricing of Electricity”, *American Economic Review: Papers and Proceedings*, 102 (3): 381-385.

LEWIS, W.A. (1941), “The Two-Part Tariff”, *Economica*, New Series 8 (31): 249–270.

MATHIEU, J. L.; DYSON, M., y D. S. CALLAWAY (2012), “Using Residential Electric Loads for Fast Demand Response: The Potential Resource and Revenues, the Costs, and Policy Recommendations”, *Proceedings of the ACEEE Summer Study on Buildings*, no. Ccst 2011: 189–203.

MIT (2015), *The Future of Solar Energy*, Cambridge, Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology. Disponible en: mitei.mit.edu/system/files/MIT%20Future%20of%20Solar%20Energy%20Study_compressed.pdf

MOGHE, R.; THOLOMIER, D.; DIVAN, D.; SCHATZ, J., y D. LEWIS (2016), “Grid Edge Control: A New Approach for Volt-Var Optimization”, *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*, 1–5, doi:10.1109/TDC.2016.7519895.

– (2015), *Wholesale Energy Markets in 2015*, Office of Gas and Electricity Markets, Londres, Reino Unido, 9 de septiembre, 2015.

PÉREZ-ARRIAGA, I., y A. BHARATKUMAR (2014), *A Framework for Redesigning Distribution Network Use of System Charges Under High Penetration of Distributed Energy Resources: New Principles for New Problems*, MIT Center for Environmental and Energy Policy Research. Disponible en: ceep.mit.edu/?wpdmdl=625%22%20%3E%3Ci%20class=

Los precios y cargos regulados de electricidad ante un futuro con recursos distribuidos y consumidores activos

PÉREZ-ARRIAGA, I., e Y. SMEERS (2003), “Guidelines on Tariff Setting”, en *Transport Pricing of Electricity Networks*, F. LEVEQUE, ed. Dordrecht, Netherlands, and Norwell, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, ISBN: 1402074557, agosto de 2003.

PÉREZ-ARRIAGA, I.; RUESTER, S.; SCHWENEN, S.; BATLLE, C., y J.-M. GLACHANT (2013), *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*, Florence School of Regulation, European University Institute, Florencia, Italia, doi:10.2870/78510.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, HOMER ENERGY, AND COHNREZNICK THINK ENERGY (2014), *The Economics of Grid Defection*. Disponible en: homerenergy.com/pdf/RMI_Grid_Defection_Report.pdf

RUBIO-ODERIZ, F. J., e I. J. PEREZ-ARRIAGA (2000), “Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15 (1): 448–54.

SCHWEPPE, F. C.; CARAMANIS, M. C.; TABORS, R. D., y R. E. BOHN (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Dordrecht, Netherlands, and Norwell, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers.

WARNER-FREEMAN, J. (2016), *PJM Markets Report*, PJM. Disponible en: www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20161024-webinar/20161024-item-08a-markets-report.ashx

WOOD, L.; HEMPHILL, R.; HOWAT, J.; CAVANAGH, R.; BORENSTEIN, S.; DEASON, J., y L. SCHWARTZ (2016), *Recovery of Utility Fixed Costs: Utility, Consumer, Environmental and Economist Perspectives*, Berkeley Lab. Disponible en: www.publications.lbl.gov/islandora/object/ir%3A1005742