



Fernando García Martínez

Ingeniero industrial (UPM). Business Partner de Tecnología para el Negocio Regulado de Distribución en Gas Natural Fenosa.



David Trebolle

Ingeniero Industrial (ICAI). Jefe del departamento de "Gestión Activa y Aplicaciones Avanzadas" en Unión Fenosa Distribución.



Mariano Gaudó Navarro

Ingeniero Industrial. Responsable de Diseño y Despliegue Redes Inteligentes de Unión Fenosa Distribución.



Juan Manuel Galán

Ingeniero Industrial (ICAI). Responsable de Arquitectura y Tecnología de Sistemas de Medida en Unión Fenosa Distribución.



Pedro Linares

Profesor Propio Agregado del Dpto. de Organización Industrial (ETSI) e Investigador del IIT y de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad.



Adela Conchado

Ingeniera Industrial (ICAI, 2007). Actualmente realiza su doctorado en el IIT.



Palabras clave: Participación de la demanda, gestión activa de la demanda, respuesta de la demanda y redes inteligentes. Capacidad, mercado eléctrico, servicios de reserva, flexibilidad de la demanda, tarifas por periodos TOU, tarifas con periodo crítico CPP, precios en tiempo real RTP, interrumpibilidad, contadores inteligentes, electrodomésticos inteligentes.

Resumen

El uso que hacemos de la electricidad depende fundamentalmente de nuestra actividad en los distintos ámbitos, industria, comercio, residencial, etc. Esta actividad presenta unos patrones que varían con el calendario laboral, la estacionalidad o climatología, y en menor medida con el coste de la energía. En otras palabras, la demanda presenta una baja elasticidad.

El aumento de los costes de la energía, la cada vez mayor penetración de energías de carácter renovable y distribuido, y una necesidad de mejorar el aprovechamiento de las infraestructuras, junto con el despliegue de soluciones de comunicación y de los contadores inteligentes y la aparición del vehículo eléctrico, están impulsando soluciones tecnológicas y mecanismos que permiten flexibilizar la demanda e integrarla en el mercado eléctrico (de energía y de reservas), es decir, impulsando la gestión de la demanda.

Key words: Demand participation, Demand response, Demand Side Management, Active Demand y Smart grids. Capacity, electric market, flexibility market, demand flexibility, time of use tariffs TOU, critical peak price tariffs CPP, Real time pricing RTP, interruptibility contracts, smart meters, smart appliances.

Abstract:

Our utilization of electricity depends on our activity in the different areas, industry, services, residential, etc. This activity has patterns that vary with the labor calendar, the seasons, the weather, and in less degree by the energy cost. In other words, the electricity demand presents low elasticity.

The increase in the energy bill, the increase of the share of renewable and the wider use and availability of telecommunication solutions, the roll-out of smart meters, and the electric vehicle newcomer are fostering technology solutions and mechanisms that make more flexible the demand and that integrate this demand into the market (energy and reserves), that is, they are fostering demand side management and demand response.

Introducción

El sistema eléctrico, como cualquier otro sistema productivo, se diseña, planifica y construye para satisfacer las necesidades de consumo eléctrico, y su máxima capacidad corresponde a la máxima demanda que realizan los consumidores. En este sentido, tanto las unidades de generación como las redes de transporte y distribución tienen la misión de satisfacer las necesidades de consumo.

Los cambios que se están produciendo en el entorno energético actual están induciendo cambios en la forma en que se concibe el concepto de capacidad. Dichos cambios, que tienen su origen en los objetivos 20-20-20 y en la reducción de dependencia exterior, se pueden resumir en:

- Un incremento del coste energético debido al encarecimiento de las fuentes primarias de energía (combustibles fósiles). El precio de la energía co-relaciona normalmente con la demanda de la energía.
- Presencia, cada vez mayor, de generación renovable solar y eólica, cuya producción depende de la disponibilidad instantánea de las fuentes renovables primarias, sol y viento.
- La instalación de generación distribuida (renovable y no renovable), con características de estar próxima al consumo y de baja controlabilidad.
- Como consecuencia de los dos últimos, crece la proporción de generación "tradicional" que actúa como backup de generación, sufriendo estos activos una gran infrutilización, lo que se traduce en un coste adicional para el sistema.

En paralelo a esta circunstancia se ha producido una gran implantación de las tecnologías de comunicación, con una considerable reducción de precio, que hacen actualmente viables soluciones.

La convergencia de ambos hechos está preparando el terreno para que se desplieguen programas de gestión de la demanda dinámicos que permiten realizar una optimización del sistema a nivel general y también local y,

sobre todo, que permiten contar con la demanda en dicho proceso de optimización.

Si bien el término de gestión de la demanda se viene utilizando como aquellas acciones encaminadas a, mediante distintas señales, inducir cambios en los patrones de consumo del cliente con el fin de adecuar la demanda a la oferta, en un entorno liberalizado conviene diferenciar entre los tipos de señales. Así, se puede hablar en general de participación activa de la demanda, como los cambios que se producen en el consumo como consecuencia de la respuesta ante una serie de incentivos o señales de precio, así como por la acción de los operadores del sistema (TSO y DSO) para la búsqueda de una eficiencia global en el uso de activos eléctricos. El concepto de participación activa de la demanda, a su vez, engloba dos aspectos:

- Respuesta de la demanda¹. Implica un enfoque «bottom-up»: los clientes participan activamente en (es decir, deciden) la gestión de sus consumos a fin de lograr una mayor eficiencia y por lo tanto obtener beneficios económicos en su factura. La respuesta de la demanda se puede definir como los cambios en el consumo de electricidad de los consumidores finales en respuesta a las señales enviadas por los operadores del sistema o del mercado a lo largo del tiempo.
- Gestión activa de la demanda o gestión de cargas². Ésta ha sido utilizada por la industria de la energía en las últimas décadas con el objetivo de «reducir el consumo energético y mejorar la eficiencia en el uso de electricidad mediante la aplicación de las políticas y los métodos que controlan la demanda de electricidad». La gestión activa de la demanda es tarea principalmente llevada a cabo por las empresas energéticas para reducir o eliminar las puntas de demanda, y por tanto, favoreciendo el aplazamiento de inversiones en nuevos activos de distribución. La gestión activa es un

concepto «top-down» ya que son las utilities las que deciden la implementación de medidas de gestión activa en la demanda para incrementar la eficiencia del sistema eléctrico (reducción de picos, desplazamiento de consumos, etc.).

Caracterización del sistema eléctrico

Tradicionalmente, el conjunto del sistema eléctrico estaba construido de forma jerárquica para dar respuesta a las necesidades instantáneas de consumo eléctrico, estando dimensionadas la generación y las redes eléctricas para poder suministrar el máximo consumo demandado.

Con la transformación del sistema de generación centralizado hacia un sistema distribuido y renovable, el concepto de generación que sigue a la demanda está cambiando. A continuación se ven las características de los principales actores del sistema eléctrico.

Demanda

La demanda eléctrica depende fundamentalmente de la actividad que realizamos (estacionalidad, laboralidad, actividad económica y eventos singulares) y de factores climatológicos (temperatura fundamentalmente). En las siguientes figuras podemos ver dos ejemplos típicos de demanda, correspondientes a dos días laborales uno de invierno y otro de verano.

En ambas gráficas se puede ver el profundo valle de consumo nocturno y la existencia de dos máximos característicos, uno de mañana y otro de tarde. Como se puede comprobar la relación entre el valle y la punta de consumo es de 1:2, diferencia ésta muy considerable y que ofrece un gran margen de gestión del consumo.

Si además se analiza el consumo a lo largo del año, se llega a que para satisfacer las 300 horas anuales de mayor consumo, son necesarios 4000 MW de potencia de generación. Es decir, que existe una capacidad infrutilizada una

⁽¹⁾ Conocido como Demand Response en EEUU o Active Demand en Europa.

⁽²⁾ En términos generales conocida como Demand Side Management, engloba más actuaciones además de la gestión de la demanda (por ejemplo, la promoción del uso de electrodomésticos eficientes). Cuando se refiere exclusivamente a la gestión de la demanda se suele conocer como gestión directa de cargas, o Direct Load Management.

Figura 1. Día 13/2/2012. Fuente: REE

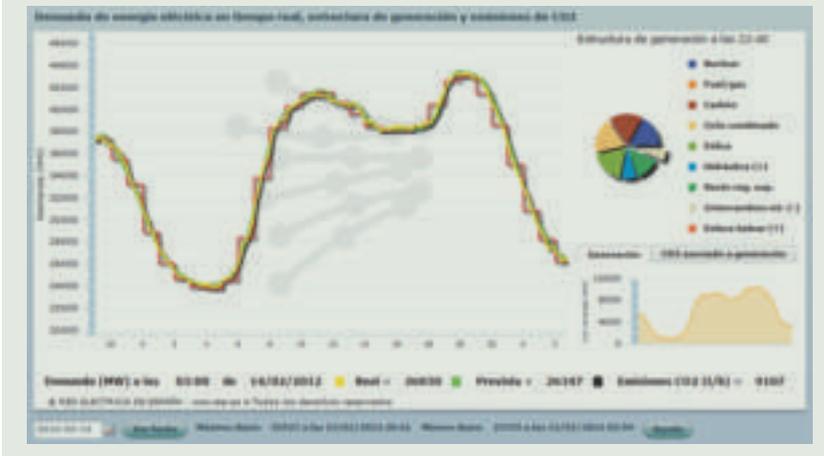
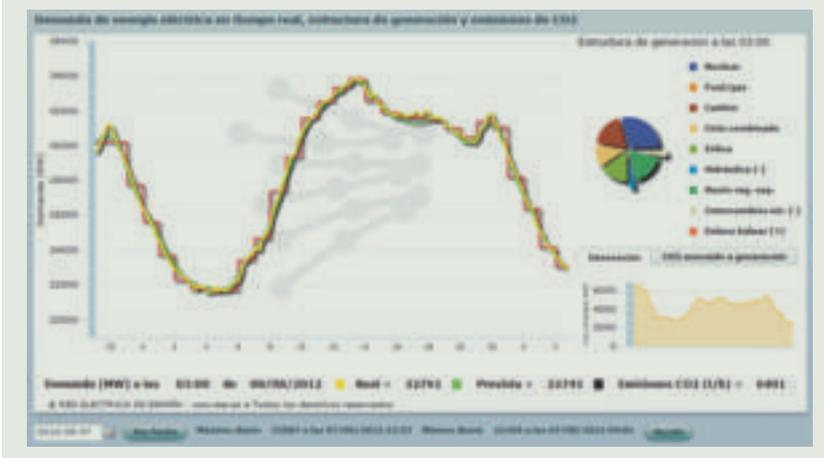


Fig. 2. Día 7/8/2012. Fuente: REE



gran parte del año, pero que es necesaria para poder satisfacer la máxima demanda.

La variabilidad de la curva de la demanda es mucho mayor a medida en que se desciende a niveles de tensiones inferiores, o dicho de otra forma, el efecto de tendencia a la media que se da en la agregación del consumo al ascender a niveles de tensión superiores puede enmascarar situaciones locales que pueden diferir de forma importante de la visión a nivel de sistema. Es necesario prestar atención a ambas realidades para gestionar de forma correcta la demanda.

Generación

La generación clásica estaba basada en unos grandes grupos de generación con un control claro del proceso que permite responder a la demanda

de una forma clara y previsible. Desde hace varias décadas esta generación centralizada se está transformando en:

- Una generación distribuida, caracterizada por tener un menor tamaño y estar asociada normalmente a otro proceso productivo (cogeneraciones) que es el que gobierna el funcionamiento de la generación eléctrica.
- Una generación renovable (bien centralizada en grandes parques o distribuida en pequeñas instalaciones) que tiene la característica del bajo control sobre la producción eléctrica, al depender ésta de la disponibilidad del recurso primario (solar, viento).

En la Figura 3 se puede ver la evolución de la potencia instalada en régimen especial, donde se sitúan tanto las cogeneraciones como la generación renovable. Esta potencia instalada ya es cercana a la máxima potencia

histórica demandada por el sistema (45.000 MW aprox.).

Lo mismo que en el consumo, si se analiza la zona de la red en la cual está conectado el recurso renovable, la variación de su producción es mucho más dinámica que en el agregado nacional y tiene un mayor efecto en los clientes conectados en dicha zona.

Red

La red eléctrica se compone de la red de transporte y la red de distribución, la cual a su vez se divide en alta, media y baja tensión. La separación entre las distintas redes se establece generalmente por el nivel de tensión en el que funcionan. La red de transporte conecta los grandes grupos de generación centralizada con las redes de distribución e interconecta la redes entre países. Las redes de distribución de alta tensión son aquellas que van desde los puntos frontera de la red de transporte hasta las redes de media tensión, la cual, a su vez, termina en los centros de transformación. Estos centros de transformación alimentan la red de baja tensión que es la que llega a la mayoría de los clientes finales.

Si bien en general el sistema del transporte se caracteriza por la búsqueda de la seguridad de suministro y el sistema de distribución busca la calidad de servicio lo cierto es que el sistema de distribución es responsable en buena manera de la seguridad de suministro en aquellos países en los que opera la red eléctrica de alta tensión.

La planificación de la red consiste en la determinación de las inversiones óptimas para dar respuesta a las nuevas peticiones de suministro y los crecimientos de generación y demanda, maximizando la seguridad y calidad de servicio de un modo eficiente.

La eficiencia y la determinación de inversiones se encuentran íntimamente ligados a los esquemas regulatorios que determinan los incentivos al DSO, debido a su carácter de monopolio natural. Con carácter general las redes de distribución se diseñan para el cumplimiento del criterio de seguridad $n-1$ ³ y de los índices de calidad zonal e individuales.

Actualmente, en la planificación del sistema, el distribuidor está obligado a tener en cuenta a la demanda desde su carácter pasivo y tradicional y a la generación para asegurar su capacidad de evacuación. Es decir, las redes en la actualidad se diseñan y planifican por potencia teniendo en cuenta las dos situaciones más desfavorables: máxima demanda con mínima generación, y máxima generación con mínima demanda.

Esta condición hace que los activos de la red sean necesarios unas pocas horas al año, tal y como se observa en la Figura 4. Dicha ilustración representa una monótona de carga que nos muestra el número de horas que una potencia determinada es necesitada a lo largo de un año.

Estas gráficas nos muestran cómo se distribuyen el 5% de las horas de mayor carga de un transformador 220/45 kV de 120 MVA de capacidad a lo largo de los años 2011 y 2012. En ella podemos observar cómo el transformador ha estado por encima del 50% de su carga sólo el 12,5% del tiempo, lo que indica la ineficiencia del uso de las instalaciones.

La reducción de esas ineficiencias es uno de los retos pendientes por abordar en el sistema eléctrico y la participación de la demanda es una herramienta que permitirá abordar dicho reto.

Mecanismos para facilitar la participación de la demanda

El diseño de los mecanismos que facilitan la participación de la demanda es un aspecto clave para el desarrollo de esta actividad, ya que permiten conseguir los objetivos teniendo en cuenta las características de los clientes y de los mercados e infraestructuras que tratan de optimizar.

Existen dos tipos de señales o programas que incentivan la participación activa de la demanda:

- Los basados en señales de precio que buscan la respuesta del cliente antes cambios en los precios (respuesta de la demanda). Dentro de este apartado se sitúan las tarifas con discriminación temporal (time of use-TOU), los precios en períodos de punta críticos (critical peak pricing-CPP) y los precios en tiempo real (real time pricing-RTP).
- Los basados en señales de cantidad que buscan alterar el comportamiento de los consumidores en la búsqueda de algún beneficio para el sistema (gestión activa de la demanda). Persiguen dotar a los TSO/DSO de herramientas para optimizar las redes a partir de la flexibilidad de la demanda. Ejemplos de este tipo de programas son los que permiten el control más o menos directo sobre la demanda (interrumpibilidad), que actualmente pueden firmar algunos grandes clien-

tes con el operador del sistema. A medida que la gestión de la demanda se desarrolle, otros consumidores más pequeños podrían comenzar a prestar estos servicios, generalmente de forma agregada.

La implantación práctica de estos programas se realizan mediante las tarifas o acuerdos contractuales. Dentro de las tarifas se distingue entre las volumétricas y las basadas en capacidad. Las tarifas volumétricas van orientadas a trasladar las señales correctas de consumo de energía, mientras que las tarifas basadas en capacidad buscan enviar señales sobre la potencia utilizada en cada momento. Las primeras por tanto se dirigen más a corregir el perfil de consumo en todo momento, mientras que las segundas se preocupan fundamentalmente por las puntas del sistema.

Existen también enfoques mixtos buscando un efecto combinado e incluso existe la opción de compartirlo con algún tipo de relación contractual para el beneficio del sistema como por ejemplo los contratos de interrumpibilidad.

En la Tabla 2 se muestra un resumen de los tipos de tarifas, los incentivos que persigue cada una y los impactos esperados (Eurelectric, 2013)

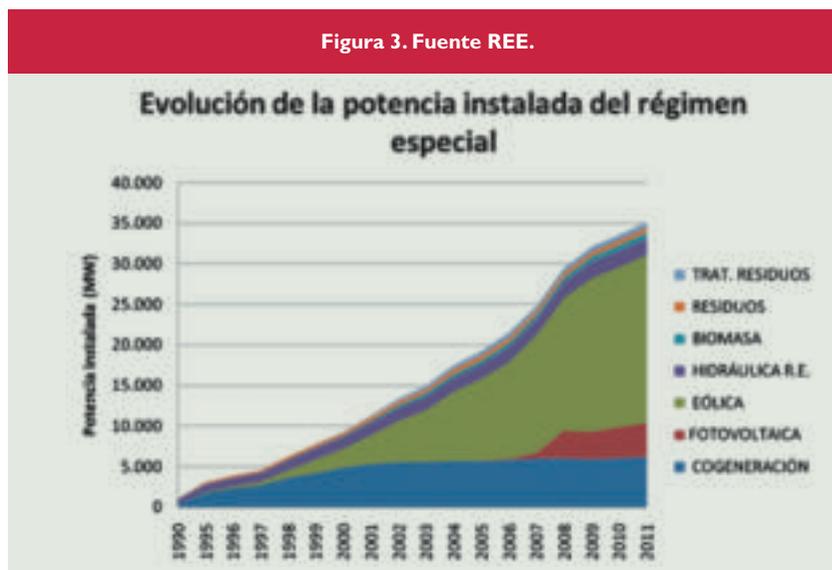
Tecnologías

La gestión de la demanda necesita de una capacidad de gestión de las cargas, y dentro de estas cabe diferenciar las correspondientes a los consumos industriales o de grandes consumidores de la correspondiente a los consumos residenciales y comerciales.

Actualmente se tienen implantados modelos de gestión de la demanda para grandes clientes industriales, por lo que el gran desafío para el desarrollo de la gestión activa de la demanda consiste en extender la capacidad de gestión de las cargas desde este número reducido de grandes consumidores hasta todos los tipos de consumidores.

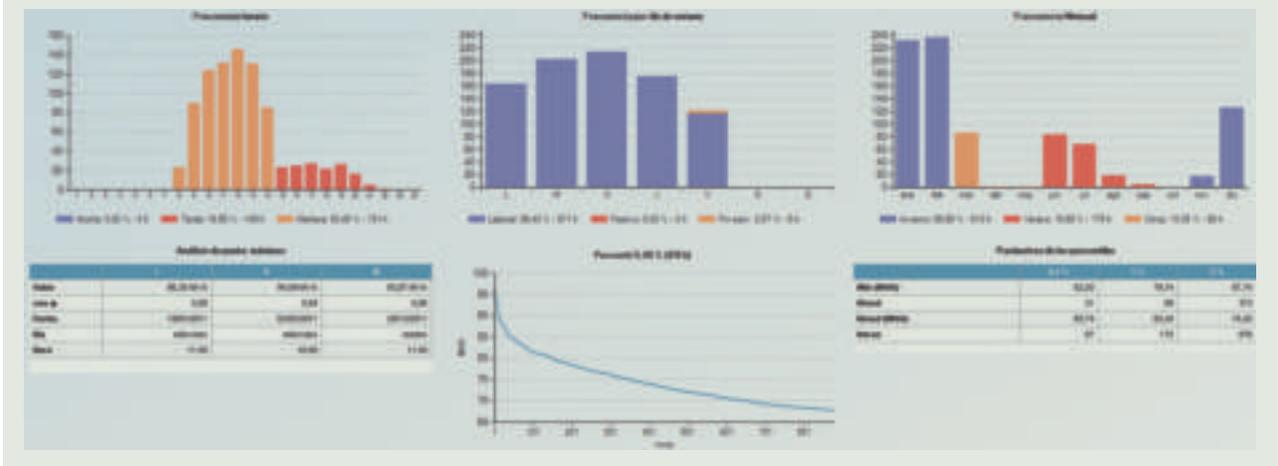
Además de las propias tecnologías de comunicaciones de señales entre los distintos agentes y de las tecnologías de

Figura 3. Fuente REE.



⁽³⁾ El cumplimiento del n-1 significa que el sistema permanece estable ante al fallo de un elemento de los n de los que consta el sistema

Figura. 4. Demanda en un trafa de 220/45 kV en los años 2011-2012



control de las cargas, son dos las tecnologías básicas necesarias para poder poner en marcha participación de la demanda:

- Contadores inteligentes, que son los encargados de registrar el consumo de los clientes en intervalos cuya resolución sea al menos la del mercado o la de los programas que se tratan de poner en marcha (totalizadas en periodos o directamente la curva de carga horaria o cuartohoraria).

- Tecnologías de verificación de la variación de comportamiento del consumo del cliente. Para los casos de gestión de la demanda es necesario verificar el correcto cumplimiento por parte del cliente del contrato de cambio (subida/bajada) de potencia ante una señal enviada. Para ello se precisan modelos normalizados de estimación de la curva base, es decir del comportamiento del cliente en caso de no recibir señal, que se compara con la curva real registrada durante el periodo de activación de una señal.

El cambio de los contadores por unos contadores inteligentes telegestionados y con capacidad de registro de diferentes tarifas y curva de carga se está ejecutando actualmente en respuesta a la legislación europea y española que programa el cambio de contadores en el 2018.

Los consumos de tipo industrial dependen mucho del proceso productivo al que sirven y, por lo tanto, la capacidad de gestionar la demanda será muy variable en función de las características

de la industria. Así, un alto horno tendrá poca capacidad de reducción de carga cuando está procesando el metal fundido, lo mismo que una empresa que trabaja con servidores de información. En el otro extremo se sitúan la industrias con capacidad de acumulación, como por ejemplo las conserveras o plantas de desalinización de agua.

En los sectores comerciales y residenciales, los consumos son más similares dentro de cada categoría lo que permite el diseño de soluciones tecnológicas más estandarizadas. Dentro del sector doméstico existen diversos tipos de cargas que difieren en cuanto a su capacidad de gestión. Así, por ejemplo, los equipos de climatización son los que más flexibilidad ofrecen (además de ser los que más energía consumen), los electrodomésticos de

funcionamiento desatendido (lavadora, lavavajillas) tienen una flexibilidad intermedia y los de funcionamiento interactivo (líneas marrón y gris) muy baja o nula flexibilidad.

Recientemente ha aparecido un nuevo consumidor eléctrico que previsiblemente se va a incorporar de forma masiva a la red y que merece una consideración especial. Se trata del vehículo eléctrico, que tiene la característica de ofrecer gran flexibilidad en su carga ya que, en general, permanece conectado a la red durante la mayor parte del día, y admite una modulación completa de la carga. El vehículo eléctrico se vislumbra como un complemento ideal a la generación de renovables y, sin duda, como un catalizador de los programas de gestión de la demanda.

Tabla I. Diseño de tarifas (Fuente: Eurelectric, 2013)

Network pricing approach	Possible options within this approach
Volume-based tariffs (€/kWh)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Flat (fixed price for a fixed amount of energy) 2. Fixed (fixed price per unit of energy/kWh) 3. Toll (price per kWh depends on time of consumption) 4. Event driven including critical peak pricing (prices depend on events e.g. higher prices if peak occurs) 5. Dynamic including real time (dynamic prices e.g. depending on wholesale prices)
Capacity (€/kW)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Flat (fixed price for a predefined capacity) 2. Variable – e.g. two capacity levels (different capacity levels defined, one price for each level)
Two-part tariffs (€/kW) + (€/kWh)	Combination of the above options (for example Toll, event driven, dynamic options possible within the energy component)
One of the above + system services contracts	<ol style="list-style-type: none"> 1. Interruptible tariff options (e.g. lower network tariffs for giving the option to control a predefined amount of load) 2. Other

Tabla 2. Impacto de las opciones de diseño de tarifa en el consumo energético y los costes de red (Fuente: Eurelectric, 2013)

Network Tariff Type	Incentive	Possible Effects on Load	Impact on overall energy consumption reduction	Impact on network costs reduction (losses excluded)	Regulatory trade-off criteria
A. Fixed volumetric (€/kWh)	Reduce overall consumption, regardless of the time		<ul style="list-style-type: none"> Medium to high – provides incentives for reducing overall consumption, but price signal is lower than time-of-use tariffs 	<ul style="list-style-type: none"> Low 	<ul style="list-style-type: none"> Intelligibility / Acceptability Economic efficiency Cost reflectiveness Revenue adequacy (for DSOs with no ex post adjustment)
B. Capacity based (€/kW)	<ul style="list-style-type: none"> Reduce peak usage (e.g. not switching multiple appliances at the same time) Shift consumption to off-peak hours 		<ul style="list-style-type: none"> Medium – incentive is for reducing customer's peak demand, which may also induce reduction of overall consumption 		<ul style="list-style-type: none"> Intelligibility / Acceptability Economic efficiency Cost reflectiveness Revenue adequacy (for DSOs with no ex post adjustment)
C. Time-of-use volumetric	<ul style="list-style-type: none"> High €/kWh (peak hours) Low €/kWh (off-peak hours) 	<ul style="list-style-type: none"> Reduce consumption during peak-hours Shift consumption to off-peak hours 	<ul style="list-style-type: none"> Medium to high – allows for higher prices during peak-hours which encourages higher overall consumption reduction 	<ul style="list-style-type: none"> High – peak demand (consumption during peak-hours) is the major driver for network costs 	<ul style="list-style-type: none"> Economic efficiency Cost reflectiveness Revenue adequacy (for DSOs with no ex post adjustment) Higher tariff complexity
D. Two-part tariff with power (€/kW) and energy prices (€/kWh) (with flat or Total energy charge)	<ul style="list-style-type: none"> Reduce peak usage/ Reduce consumption during peak-hours Shift consumption to off-peak hours 				<ul style="list-style-type: none"> Economic efficiency Cost reflectiveness Revenue adequacy (for DSOs with no ex post adjustment) Higher tariff complexity

Experiencias

Hay numerosas experiencias de participación activa de la demanda, tanto en clientes doméstico-comerciales como con grandes consumidores. Sin embargo, si bien las experiencias con grandes consumidores ya se han incorporado a la práctica habitual en algunos mercados eléctricos (una muestra de ello es la actividad de ENERNOC en los EE UU), los programas de participación activa de la demanda para pequeños consumidores, y salvo contadas excepciones, han tenido hasta ahora generalmente carácter experimental. En todo caso, la gran mayoría se han orientado a la respuesta de la demanda.

En todo caso, estos experimentos tienen un gran valor, ya que permiten obtener una estimación realista de la respuesta de los consumidores al programa, y por tanto de los posibles beneficios que puede aportar. De hecho, DOE (2006) muestra cómo los beneficios obtenidos en programas reales siempre están por debajo de los obtenidos en simulaciones o estimaciones teóricas.

La mayoría de los programas de participación activa de la demanda han tenido lugar en Estados Unidos y Canadá. Los primeros, en la década de los 80, tuvieron lugar en Wisconsin e Illinois, aunque por supuesto emplearon tecnologías mucho menos complejas que las actuales: en estos casos se trató únicamente de exponer a los clientes residenciales a tarifas por bloques.

Posteriormente estos programas se fueron extendiendo a otros estados, y a la vez se fue incorporando tecnología cada vez más sofisticada, fundamentalmente para el control de las cargas, tanto eléctricas como térmicas. Son particularmente reseñables el programa de Gulf Power en Florida, en el que se utilizaba un precio crítico (“critical peak pricing”) para desincentivar el consumo en horas de punta, y en el que los consumidores disponían de dispositivos de control automático de las cargas; o el Statewide Pricing Pilot de California, basado en el uso de termostatos inteligentes y la exposición de los consumidores a

tarifas por bloques y también a precios críticos. También en Canadá puede reseñarse el Smart Price Pilot de Ontario, que también utilizó tarifas por bloques y precios críticos.

Una variación interesante sobre estos programas es el GridWise, del estado de Washington, en el que se enviaban señales dinámicas de precio (real time pricing) vía web para gestionar congestiones en la red. Este uso de señales dinámicas de precio también se experimentó en el Energy Smart-Pricing Plan de Illinois, en el que, sin embargo, no se utilizaban tecnologías inteligentes (ni contadores con sistemas de comunicación bidireccional ni gestores de cargas). Finalmente, es también reseñable el programa Smart Hours de Oklahoma, que combina un “real time pricing” con una señal de precios críticos para gestionar termostatos inteligentes. En DOE (2006) o Faruqi y Sergici (2010) pueden encontrarse más detalles sobre estos y otros experimentos de respuesta de la demanda realizados en EE.UU.

Por último, también es interesante señalar un tipo de programas de participación activa de demanda no basados en las señales de precios, sino en la provisión de información a los clientes sobre su consumo, tanto de forma independiente (el caso del experimento con empleados de Google en California), como comparado con el de clientes similares (el caso de OPower en Minnesota).

En Europa, sin embargo, el número de experimentos realizados hasta la fecha es mucho menor (aunque, de nuevo, hay agentes como Entelios que ya está operando en mercados reales con clientes industriales). Esto puede deberse tanto a cuestiones técnicas (menores problemas de sobrecargas en las redes) como regulatorias. Efectivamente, en un mercado minorista liberalizado como el europeo la realización de este tipo de experiencias es compleja, al no poderse contar con una muestra "cautiva" de clientes como en muchos estados de EE.UU. De hecho, para poder realizar un piloto en España, por ejemplo, es necesario permitir que cualquier comercializador participe en el mismo, o solicitar una exención especial, algo que claramente dificulta la gestión del mismo. La separación del comer-

cializador y del distribuidor también complica la regulación de este modelo de negocio, con una parte liberalizada y otra regulada.

La mayoría de los programas europeos se han realizado en el Reino Unido, aunque posiblemente la experiencia más conocida en este sentido sea la de las tarifas "Tempo" que utilizó durante algún tiempo EDF en Francia. Estas tarifas combinaban las tarifas por bloques con los precios críticos (que se comunicaban vía web o SMS). También es interesante mencionar un experimento en Irlanda del Norte en el que se evaluó la provisión de información a los clientes al igual que en el caso de Google. Por supuesto, no se han mencionado en este apartado las numerosísimas experiencias de tarifas con discriminación horaria (la tarifa nocturna en España o la tarifa "biorraria" de Italia), al ser aproximaciones mucho más simplistas.

También se han realizado otros programas en el seno de proyectos de investigación, tanto nacionales como internacionales. En España debe mencionarse como referencia el proyecto GAD (www.proyectogad.es), en el que se establecieron las bases para este tipo de programas, y se comenzaron a realizar algunas pruebas técnicas, que

luego se continuaron con clientes reales en el proyecto europeo ADDRESS (www.addressfp7.org), que incluía pilotos en Castellón y en dos islas de la Bretaña francesa. Otros proyectos europeos de interés en este sentido son el Smart-A (www.smart-a.org), o el proyecto ADVANCED, en el cual se van a evaluar los programas realizados en el ADDRESS y también un programa desarrollado por RWE en Alemania, el E-DeMA.

Para más información sobre experiencias reales de participación activa de la demanda, puede consultarse Stromback et al (2011), que presentan una recopilación de 74 programas piloto realizados por todo el mundo. Adicionalmente, en la dirección www.smartdemandmap.com puede encontrarse una referencia geográfica de estos programas.

Notas finales

La gestión de la demanda es una herramienta que permite optimizar los activos de generación, transporte y distribución y por lo tanto contribuir a mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico.

Para la implantación de una gestión dinámica de la demanda son necesarias importantes inversiones en la red, en lo que comúnmente se denomina red inteligente. Dichas inversiones se sitúan dentro de un marco regulatorio que debe configurar el modelo en el medio/largo plazo.

En este nuevo modelo se deben definir las funciones y responsabilidades tanto para los operadores del mercado y del sistema como para el resto de agentes (clientes, agregadores, comercializadores, etc). Un nuevo conjunto de acuerdos entre proveedores y distribuidores asegurará una mejor cooperación, lo que permitirá a los clientes beneficiarse del adecuado funcionamiento de este mercado que garantice un suministro de electricidad eficiente, sostenible y seguro.

Finalmente, es crucial un adecuado sistema de incentivos y unas tecnologías eficientes para hacer posible la participación activa del cliente. Sin esta participación no hay gestión de la demanda. ■

