

1-1-2018

Estrategias para la inclusión de la respuesta de la demanda en mercados de energía eléctrica similares al colombiano

Russby Liliana Castañeda Hernández
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Castañeda Hernández, R. L. (2018). Estrategias para la inclusión de la respuesta de la demanda en mercados de energía eléctrica similares al colombiano. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/184

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**Estrategias para la Inclusión de la Respuesta de la Demanda en Mercados de
Energía Eléctrica Similares al Colombiano**



Russby Liliana Castañeda Hernández

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

**Estrategias para la Inclusión de la Respuesta de la Demanda en Mercados de
Energía Eléctrica Similares al Colombiano**

Russby Liliana Castañeda Hernández

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director:

M. Sc. Geovanny Alberto Marulanda García

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Julio de 2018.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
I. Introducción	1
II. Marco de Referencia	3
III. Mercados de Energía Eléctrica	5
IV. Respuesta de la Demanda	7
V. Conclusiones	13
VII. Referencias	15

Estrategias para la Inclusión de la Respuesta de la Demanda en Mercados de Energía Eléctrica Similares al Colombiano

Russby Liliana Castañeda Hernández

Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

Resumen— En este trabajo se identifican estrategias exitosas empleadas en la inclusión de la respuesta de la demanda en mercados de energía eléctrica similares al colombiano. Se caracterizan los mercados de Colombia, Gran Bretaña y la región del PJM (en adelante PJM) considerando elementos tales como la política, las instituciones, los agentes y estructura del mercado, el marco regulatorio y el proceso de formación de tarifas. En el contexto de Gran Bretaña y de PJM además se detallan las estrategias implementadas para la inclusión de los recursos de la respuesta de la demanda. Los mercados analizados operan bajo modalidades diferentes de organización territorial del Estado, aun así, se identifican similitudes dentro del marco institucional y regulatorio que direccionan la evolución del sector. En todos, el mercado mayorista se organiza en torno a un regulador y un operador técnico y económico que garantiza la operación confiable y segura del sistema y, la generación y comercialización (en el nivel mayorista) se desarrollan en el ámbito de la competencia. La similitud del mecanismo de mercado para la asignación de los compromisos de largo plazo permite replicar en el contexto Colombiano las estrategias de inclusión de los recursos de la respuesta de la demanda identificadas en el mercado de Gran Bretaña y de PJM. La ausencia de competencia en el mercado minorista de Colombia y, la carencia de un mecanismo de mercado en tiempo real y de un mercado de servicios auxiliares independiente, impide la aplicación de las estrategias de corto plazo identificadas en Gran Bretaña o en PJM.

Palabras clave— Mercado de Electricidad, Respuesta de la Demanda, Mercado Regulado, Mercado Competitivo.

Abstract — In this work successful strategies used in the inclusion of demand response in electricity markets similar to the Colombian case are identified. The markets of Colombia, Great Britain and the PJM region (hereinafter PJM) are characterized considering elements such as politics, institutions, market agents, market structure, regulatory framework and tariff formation process. In the context of Great Britain and PJM, the strategies implemented for the inclusion of demand response resources are also studied. The markets analyzed operate under different modalities of territorial organization of the State, however, similarities are identified within the institutional and regulatory framework that guide the evolution of the sector. In all of them, the wholesale market is organized around a regulator and a technical-economic operator that guarantees the reliable and safe operation of the system. The similarity of the market mechanism for the allocation of long-term commitments allows replicating in the Colombian context the strategies of the demand response identified

in the market of Great Britain and of PJM. The lack of competition in the Colombian retail market and the lack of a real-time market mechanism and an independent auxiliary services market prevent the implementation of the short-term strategies identified in Great Britain or in PJM.

Keywords— Electricity market, Demand Response, Regulated Market, Competitive Market.

I. INTRODUCCIÓN

La variación significativa de la demanda de energía eléctrica (diaria, estacional, etc.) es una de las principales preocupaciones del operador de los sistemas de energía eléctrica. La demanda se ha considerado relativamente inelástica, por lo tanto, la generación siempre debe adaptarse a los requerimientos del sistema de potencia eléctrica. Factores como la penetración de fuentes de energía renovables (RES por sus iniciales en inglés) que a su vez exige una mayor flexibilidad operacional del sistema, los objetivos en lo que respecta a Eficiencia Energética (EE) y la necesidad de diferir o evitar inversiones costosas en capacidad de generación y de la red, han motivado esfuerzos que redundan en una participación activa de la demanda [1].

La evolución de los mercados mayoristas de energía eléctrica en procura de una mayor transparencia económica marca otro hito que fortalece la participación de la demanda siempre y cuando se implementen mecanismos de integración con el nivel minorista. Desde la perspectiva del mercado mayorista los comercializadores o agregadores del servicio conforman la demanda, pero en el mercado minorista son la oferta, luego los consumidores finales son la demanda de la cadena productiva. En este esquema su participación pasiva en el mercado, reduce su injerencia en la fijación del precio, dado que las tarifas de electricidad suelen ser planas. El desconocimiento del precio o la existencia de precios que no reflejan el costo del servicio de la electricidad dan como resultado una curva de demanda inelástica. Un principio que aplica a los mercados en general, incluido el de electricidad, es que la respuesta del consumidor al precio es esencial para obtener resultados de mercado eficientes y competitivos (reducción del pico de demanda y en consecuencia menor volatilidad del precio entre otros) [2].

La Gestión del Lado de la Demanda (DSM por sus iniciales en inglés) es consistente con las actividades de planificación, implementación y monitoreo, diseñadas para influenciar la modificación del uso de la electricidad, así como los patrones normales de consumo por parte del usuario final y producir cambios deseados en la curva de carga, es decir, alcanzar un patrón de carga definido en tiempo y magnitud. A groso modo, la DSM comprende cuatro acciones: EE, ahorro, autogeneración y gestión de la carga [3] [4].

La gestión de la carga asocia las estrategias de la Respuesta de la Demanda (DR por sus iniciales en inglés) que en conjunto con el creciente interés por implementar el concepto de red inteligente (SG por sus iniciales en inglés), constituyen elementos fundamentales para la operación de los sistemas de potencia y el funcionamiento de los mercados mayoristas. La implementación de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TICs) en el sistema de energía eléctrica, los Sistemas de Administración de Energía (EMS por sus iniciales en inglés) en las instalaciones del usuario final, la infraestructura de medición avanzada (AMI por sus siglas en inglés) compatible con SG etc., han posibilitado la adopción de los programas DR por los operadores de los sistemas de energía eléctrica en los principales países del mundo [1].

Los Estados Miembros de la Unión Europea (EU) bajo el marco de la Directiva de EE (o *Energy Efficiency Directive - 2012/27/EU, Art. 15*) deben garantizar a través de los operadores del sistema, eficiencia en el diseño y operación de la infraestructura incluyendo la implementación de programas DR. La política energética de la EU considera los recursos de la DR como activo clave en el proceso de descarbonización del sistema y como herramienta fundamental para aprovechar la actual capacidad baja en carbono. De manera similar, los mercados mayoristas de energía eléctrica de Estados Unidos (USA por su sigla en inglés) atienden la Propuesta de Implementación del Plan de Acción Nacional sobre la DR proferida por la regulación federal y el Departamento de Energía (DOE por sus iniciales en inglés). En particular, la organización de transmisión regional PJM, considera los recursos de la DR como generación, luego son despachados en los diferentes mecanismos de mercado mayorista con la participación directa de los Agregadores de DR. Esta herramienta ha sido efectiva para impulsar la DR.

En Colombia, la incorporación de una política o mecanismos que mitiguen los riesgos por insuficiencia de la capacidad instalada, vía gestión de la demanda, aún no es clara. La Resolución 063 de 2010, reguló el Anillo de Seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV) que aunque no define mecanismos explícitos para gestionar la DR, en esencia se acerca a un programa basado en incentivos. La Ley 1715 de 2014 relacionada con EE y DR, reglamentada por el Decreto 2492 de 2014 ordena al ente regulador del mercado la inclusión de tarifas horarias y/o canasta de tarifas, dentro del cargo que

remunera la transmisión y distribución, así como mecanismos dentro de la fórmula tarifaria que garanticen la entrega de las señales horarias al usuario final para que puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista.

Para hacer operativos los principios de la Ley 1715 de 2014, se requiere la modificación de la estructura tarifaria (Resolución 119 de 2007) pues actualmente no contempla mecanismos que incentiven la DR e impide el logro de propósitos mayores como el uso eficiente de la infraestructura eléctrica, la reducción de costos en la prestación del servicio, el aumento de la confiabilidad del sistema, así como el respaldo para las obligaciones de energía firme y reducción de la volatilidad de los precios en el mercado mayorista de energía eléctrica. Tratar los recursos DR como generación requiere reglas de mercado complejas, tales como, definir una línea base de consumo frente a la cual se pueda evaluar y aún más difícil y controvertido es la definición del nivel correcto de remuneración. Para la implementación de los Programas de Respuesta de la Demanda (DRP por sus iniciales en inglés) la recomendación específica es realizar estudios de casos en cuyo alcance se involucre el diseño del programa, la legislación, la regulación, la respuesta del usuario y las lecciones aprendidas [5].

Los sistemas de energía eléctrica tienen tres características importantes. En primer lugar, la oferta y la demanda de electricidad se deben mantener en equilibrio en tiempo real. En segundo lugar, las condiciones de la generación y los niveles de la demanda pueden cambiar significativamente en cuestión de segundos y de forma inesperada y los desajustes resultantes entre la oferta y la demanda ponen en peligro la confiabilidad de la red. En tercer lugar, el sistema eléctrico es altamente intensivo en capital, las inversiones en generación y transmisión tienen largos plazos de entrega y tiempos de vida económicos de varias décadas [6]. Estas características requieren que los sistemas de potencia se planifiquen y gestionen con años de antelación para asegurar un funcionamiento fiable, a pesar de las muchas incertidumbres que envuelven las demandas futuras, las fuentes de combustible, la disponibilidad de activos y las condiciones de la red.

Frente a estos desafíos e incertidumbres, la DR ofrece una variedad de beneficios financieros y operativos para los operadores del sistema y los usuarios de electricidad. Los DRP ofrecen a los consumidores de energía eléctrica la oportunidad de cambiar intencionalmente su carga, ya sea en respuesta a las señales de precios o a los incentivos ofrecidos por las empresas comercializadoras; en consecuencia, tienen la capacidad de modificar el costo de la electricidad. Los operadores del sistema a través de los comercializadores y agregadores de recursos de DR utilizan las reducciones de demanda para gestionar la red de transmisión y/o distribución asegurando la confiabilidad del sistema y mitigando la volatilidad del precio. Los recursos DR

en el largo plazo son un sustituto de la solución convencional que refiere la ampliación de la infraestructura de los sistemas de energía eléctrica.

El presente artículo incluye la introducción presentada seguida por una descripción conceptual de la DR y una breve revisión del estado del arte (sección I y II). La sección III señala elementos a nivel de política, instituciones, agentes y estructura del mercado, marco regulatorio y proceso de formación de las tarifas que describen el contexto bajo el cual operan los mercados de energía eléctrica en Colombia, Gran Bretaña (GB) y PJM. En la sección IV se describen los avances realizados en Colombia respecto de la DR y se identifican las estrategias y programas implementados en GB y PJM. El artículo finaliza con las conclusiones en la sección V.

II. MARCO DE REFERENCIA

La DR se define como los cambios (dinámicos y en tiempo real) en los patrones normales de consumo de electricidad por parte los usuarios finales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad o por el pago de incentivos diseñados para inducir un menor consumo en momentos de precios altos en el mercado mayorista o cuando la fiabilidad del sistema se ve comprometida [6].

La participación de los recursos de la demanda en los mercados mayoristas de electricidad depende de tres cosas [7]:

1. El precio de la electricidad: históricamente los usuarios han pagado una tarifa plana como resultado del promedio de los costos, aun cuando esta, no brinda información sobre la variación del costo marginal del servicio de electricidad a lo largo del tiempo (por ejemplo un día o un año); cabe señalar que a medida que aumenta la demanda se recurre a fuentes de generación más costosas. El costo de la capacidad instalada que garantiza la continuidad del servicio, incluso en temporadas de baja disponibilidad de fuentes primarias o cuando la curva de demanda se eleva, es imperceptible para el usuario final.
2. El valor de la electricidad para el usuario: la tarifa plana oculta los cambios del costo real del servicio de electricidad a largo del tiempo, por lo tanto los usuarios no están en capacidad de evaluar el valor del uso de la electricidad en relación con el costo revelado en el mercado mayorista en tiempo real. Cuando el usuario conoce la dinámica del precio en el mercado mayorista, puede modificar sus patrones de consumo de acuerdo con señales de precios más bajos.
3. El costo de equipos requeridos para participar en el mercado: las empresas distribuidoras, comercializadoras o agregadoras del servicio de electricidad fijarán

requerimientos y diversas estructuras de costos, por ejemplo, para la instalación de medidores, evaluación de las instalaciones con capacidad de reducción de carga e instalación de dispositivos de control, entre otros.

A groso modo, los objetivos de los DRP se resumen a continuación [8]:

1. Reducción del consumo total de energía, de modo que se logre un beneficio mutuo para la empresa eléctrica y los consumidores. Esta reducción debería ocurrir en la demanda del consumidor, pero también en los sistemas de transmisión y distribución.
2. Reducción de la generación total de energía necesaria, que es el resultado principal del objetivo antes mencionado. Bajo la implementación exitosa de un esquema de DR, se elimina la necesidad de activar plantas de energía costosas para satisfacer las demandas máximas.
3. Cambio de la demanda para seguir el suministro disponible, especialmente en regiones con alta penetración de RES (paneles solares, turbinas eólicas, etc.) para maximizar la confiabilidad del sistema de energía general.
4. Reducción o incluso eliminación de sobrecargas en el sistema de distribución.

2.1. Estado del Arte

Sumado a las políticas e informes de avance proferidas por gobiernos y entidades de diversos países, existe un importante número de artículos de investigación que abordan DSM y DR con diversos enfoques, pero que en general, podrían clasificarse en tres categorías: i) visión general de DSM o DR; ii) revisión de los DRP implementados en un entorno en particular (un país o región específica); iii) revisión de los DRP implementados por un agente en particular (consumidor, distribuidor comercializador o agregador de servicios).¹

En la primera categoría, Albadi y El-Saadany presentaron una revisión concreta de los beneficios de DR desde la perspectiva de los participantes y el mercado. Los resultados del análisis del esquema de DR basado en simulaciones de mercado sugieren una mayor eficiencia, al mantener las diferencias de precios, tan pequeñas como sea posible, entre periodos de alta y baja cargabilidad del sistema [9]. Aghaei y Alizadeh realizaron un análisis de las estrategias de DR haciendo énfasis en su aplicación para la inclusión de las RES dada su naturaleza variable [10]. Kotskova *et al.*, realizaron una revisión sobre la gestión de la carga incluyendo un pequeño número de ejemplos reales [11]. O'Connell *et al.*, analizaron los beneficios a nivel de operación, planificación y mercado y, los desafíos desde la perspectiva de la regulación, la aceptación del usuario final y los esquemas de negocio de los agregadores de

¹ Vardakas, Zorva & Verikoukis presentan alrededor de 240 artículos de investigación clasificados según el tipo de DRP que abordan, el método de optimización y la función objetivo de optimización.

DR [12]. Gelazanskas y Gamage estudiaron beneficios y factores que impulsan la DSM y presentan una estrategia de control de la demanda [13]. Shen *et al.*, revisaron el papel de las reformas regulatorias, los cambios en la estructura del mercado y los desarrollos tecnológicos que viabilizan los recursos de DR [14]. Babar *et al.*, mostraron una visión general del concepto de agilidad en DR integrando al análisis las tecnologías existentes como herramienta para aumentar la satisfacción de los clientes y promover la capacidad de respuesta [15]. Li *et al.*, estudiaron el potencial de diferentes recursos del lado de la demanda, tales como cargas controlables y vehículos eléctricos para participar en programas de DR [16]. Bossmann y Eser revisaron y clasificaron 117 modelos formales enfocados en las estrategias de DR [17]. Good *et al.*, realizaron una revisión, clasificación y análisis integral para identificar barreras (económicas, sociales, tecnológicas, aspectos normativos políticos, diseño de mercados, problemas físicos de la red, o con una comprensión general de la DR) y los correspondientes elementos facilitadores, para la implementación de programas de DR, en el contexto de SG [18].

En la segunda categoría, Strbac revisó los beneficios y desafíos de DSM, específicamente para el sistema de energía eléctrica del Reino Unido (UK por sus iniciales en inglés) [19]. Aazami propone un flujo de potencia óptimo multiobjetivo para estudiar el impacto de los programas de DR y lo muestran como herramientas apropiadas para administrar los precios marginales locales del mercado de electricidad de manera más eficiente [20]. Bradley *et al.*, realizó una evaluación de los posibles beneficios y costos necesarios para una mayor penetración de DR en el UK [21]. Warren consideró el caso del UK desde el punto de vista de la política para las aplicaciones DSM [22]. Ming *et al.*, y Harish y Kumar examinaron los casos de China e India, respectivamente, en términos de la evolución histórica de las aplicaciones de DSM junto con las expectativas futuras [23] [24]. Liu examinó el proceso y las tendencias de adquisición de DR y EE en los mercados de capacidad de ISO New England, PJM y GB. Los resultados sugieren que la contribución de DR y EE varía ampliamente en estos tres mercados debido a un conjunto de factores relacionados con las condiciones del mercado y las disposiciones regulatorias [25]. Ott analiza las tendencias y los mecanismos de mercado adoptados por el mercado PJM para la gestión de los recursos de DR manteniendo la confiabilidad del sistema [26].

En la tercera categoría, Gyamfi *et al.*, examinaron un área de aplicación de DR específica con respecto a los usuarios finales residenciales mediante la revisión de los impactos de los cambios de comportamiento de los diferentes perfiles residenciales de usuarios finales sobre el éxito de las estrategias de DR [27]. Nazari y Foroud presentan una estrategia óptima

para el comercializador que dispone del mercado mayorista y el comercio bilateral para la compra la energía eléctrica, teniendo en cuenta las decisiones de mediano y corto plazo. Las decisiones de mediano plazo se formulan como un problema de optimización estocástica debido a las incertidumbres del precio en el mercado mayorista y la demanda de los consumidores usando simulación de Monte Carlo [28]. Ahmadi *et al.*, proponen un marco de mediano plazo estocástico para un distribuidor de electricidad, incluyendo funciones objetivo como el valor esperado del beneficio y el riesgo esperado lo que permite decidir su nivel óptimo de participación en la contratación directa y en el mercado mayorista, así como los precios óptimos derivados de la venta a sus clientes [29]. Soares *et al.*, realiza una categorización de las cargas, de acuerdo con la disponibilidad, los patrones de uso típicos, los ciclos de trabajo y las restricciones técnicas para su potencial participación en DR [30]. Haider *et al.*, presenta técnicas de programación de cargas y las últimas tendencias de TICs que admiten aplicaciones de DR a nivel residencial [31].

2.2. Clasificación de DRP

Vardakas, Zorva & Verikoukis, proponen una clasificación para DRP usando tres categorías básicas e identifican los trabajos de investigación asociados a cada una de ellas.¹ La clasificación comprende: i) mecanismo de control para el procedimiento DR; ii) estímulos ofrecidos a los usuarios para reducir o cambiar sus patrones de consumo; y iii) variable de decisión de DR. El estudio también hace una revisión exhaustiva del desarrollo de modelos de optimización para estudiar los DRP presentando características clave, como la función objetivo, la técnica de optimización aplicada y las restricciones que se utilizan para formular el problema de optimización. Los artículos revisados se clasifican en torno al método de optimización y a la función objetivo [8].

De acuerdo con el mecanismo de control, los DRP se clasifican en centralizados y distribuidos. En el modo centralizado, la comunicación entre el consumidor y la empresa de electricidad es directa y los consumidores no interactúan entre ellos; en el modo distribuido las interacciones entre los usuarios proporcionan información a la empresa de electricidad.

Según la categoría de estímulos ofrecidos a los consumidores los esquemas DR se clasifican en Programas Basados en Incentivos (IBP por sus iniciales en inglés) y Programas Basados en Tiempo (TBP por sus iniciales en inglés). Los IBP suponen que una disminución de carga podría solventar diferentes tipos de contingencias en el sistema eléctrico en momentos específicos del día. Los IBP están divididos en programas clásicos y programas basados en mercado. En los

¹ Los artículos de investigación pioneros sobre DRP los clasifican en Programas Basados en Incentivos y Programas Basados en Tiempo (o

Price based program). En el artículo señalado los autores integran el concepto de SG y presentan un esquema de clasificación más amplio.

programas clásicos, los consumidores reciben pagos por su participación generalmente en forma de créditos o descuentos en la factura. Por otra parte, el objetivo de los TBP es aplanar la curva de demanda acorde al costo de la energía en tiempo real, fijando tarifas altas en las horas pico y bajas en las horas fuera del pico.

Finalmente, en la tercera categoría, se utiliza la variable de decisión para identificar los DRP basados en la programación de tareas y basados en la administración o gestión de la energía. De acuerdo con la variable de decisión, los DRP también pueden sub-clasificarse en dos grupos. El primero se refiere a un DRP que decide cuando activar las cargas, mientras que el segundo se refiere a esquemas que deciden y programan la cantidad de energía que se puede entregar a cada consumidor (o dispositivo) durante cada periodo.

2.3. Infraestructura de Medición y Control

Los medidores inteligentes y la AMI son componentes vitales para implementar estrategias de DR. Los medidores inteligentes son dispositivos electrónicos de última generación con capacidad de comunicación bidireccional entre el usuario final y las empresas de energía. Los medidores inteligentes reciben señales tales como nivel máximo permitido de consumo de electricidad en un intervalo de tiempo determinado, o señales de precio de una manera dinámica. La AMI se refiere a la red de millones de medidores de inteligentes [32]. La penetración de esta tecnología está aumentando rápidamente, en particular, para la región de Europa, el Centro Común de Investigación (JRC por sus iniciales en inglés) lleva regularmente el mapeo e inventario de proyectos de redes inteligentes [33].

Los EMS permiten el control automatizado en las instalaciones del usuario final (edificios residenciales, comerciales o industriales, etc.) por lo tanto, son otro componente esencial para la participación efectiva en los DRP (ya sea que se base en precio o en incentivo). Los EMS reciben información de varios tipos: i) señales para las cargas controlables y no controlables del usuario final, incluido el estado del dispositivo, su consumo de energía, etc.; ii) información sobre la disponibilidad de la RES o de unidades no convenciones de generación; iii) información de las empresas de energía, incluidas las instrucciones durante los eventos de DR, los datos de fijación de precios, etc. El EMS considera la información disponible y decide la estrategia operativa óptima, con el objetivo de satisfacer tanto los requisitos de la empresa de energía que solicita el servicio de la DR como del usuario final. USA es líder en la adopción de EMS especialmente en el mercado de Sistemas de Gestión de Energía en el Hogar [34].

III. MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los mercados de electricidad de Colombia, GB y la región del PJM operan con diferentes modelos de organización territorial del Estado; Colombia se organiza como Estado Social de Derecho, GB, como nación constitutiva del UK que tiene una Monarquía Parlamentaria y USA tiene un Sistema Federal de gobierno, aun así, el marco institucional del sector es muy similar. La dirección de la política y planeación del sector energético en general, es una responsabilidad que reposa sobre las entidades (Ministerio o Departamento) de mayor jerarquía del gobierno, que dependen del jefe del poder ejecutivo o del jefe de estado, según corresponda (Ministerio de Minas y Energía – MME, Department for Business, Energy and Industrial Strategy -BEIS, DOE). En el caso particular el BEIS tiene integrada además de la cartera concerniente a la energía, las carteras de Negocios y Estrategia Industrial.

El regulador del mercado (Comision de Regulacion de Enrgía y Gas – CREG, Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem y Federal Energy Regulatory Commission -FERC) en los tres casos es independiente del gobierno y responsable ante el Congreso o el Parlamento, según corresponda, sin embargo, su injerencia depende de la estructura del mercado que obliga al establecimiento de un espacio donde persiste la regulación estatal¹ y otro cuya gestión se transfiere a los mecanismos de mercado. La regulación ejercida por la CREG, Ofgem y la FERC dependiendo de la actividad puede atender al concepto de regulación económica o regulación social.

La CREG y Ofgem tienen una vasta participación en el mercado ya que hacen presencia tanto a nivel mayorista como minorista. La regulación ejercida por la FERC, aunque es exclusiva, se limita a la red de transmisión y a los mercados mayoristas y, PJM se ubica dentro de su zona de acción, dado que solo opera el mercado mayorista y el sistema de transmisión de la región. En este caso, el regulador y el operador del mercado son ajenos al mercado minorista. La regulación ejercida a nivel estatal y/o local también pasa a la postura de regulación social, puesto que los mercados minoristas son competitivos.

El funcionamiento de los mercados de energía en USA revela una desconexión mayor entre el nivel mayorista y minorista. En principio PJM se limita a operar en el nivel mayorista y su participación en el mercado minorista es residual, como comprende 13 estados y cada uno de ellos está facultado para establecer las reglas de funcionamiento del mercado minorista, bien puede inducirse que existen 13 mercados minoristas dentro de la región del PJM. Por otro lado, si bien PJM opera completamente bajo la supervisión de la FERC, esta entidad

¹ Generalmente se hace una distinción entre la regulación "económica" y "social". La primera se centra en los precios, la calidad y la seguridad y la entrada o salida del mercado así

como la salida de la inversión. La segunda aborda cuestiones sociales como la salud, la seguridad o el medio ambiente. [2]

aunque tiene injerencia sobre la regulación estatal o local tampoco interviene directamente en el nivel minorista.

La estructura del mercado de energía eléctrica en los casos analizados se organiza en línea con las actividades definidas en la cadena productiva del sector. La generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica son actividades separadas y en consecuencia los agentes están facultados para desarrollar una única actividad. El esquema de mercado de PJM para la comercialización, además de la *Load Serving Entity* (LSE) agente equivalente al comercializador, admite un agente adicional (CSP o *Curtailment Service Provider*) con funciones específicas para la gestión de los recursos de la demanda en los diferentes mecanismos de mercado.

El Operador del Sistema (SO) y del mercado en el caso de Colombia y PJM sigue el modelo ISO (o *Independent System Operator*), mientras GB tiene establecido el TSO (o *Transmission System Operator*). Dejando de lado lo concerniente al modelo, en todos los casos se identifica un único SO, sin embargo, como órgano de entrega en los mecanismos de mercado, la participación es variable. En Colombia en el mercado diario la contraparte es el SO y, para las subastas de capacidad el órgano de entrega es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). En el mercado PJM el operador es la autoridad y órgano de entrega en todos los mecanismos de mercado establecidos en el nivel mayorista. En GB el operador actúa como órgano de entrega en los mecanismos del mercado de capacidad; APX Power UK, es la contraparte en los mercados organizados que incluyen las transacciones del mercado diario y las transacciones del mercado real con periodos de liquidación de 30 minutos o superior. Para cerrar el ciclo el operador de sistema, nuevamente se empodera del mercado a través del mecanismo de balance y liquidación.

La actividad de generación y la comercialización a nivel mayorista, se desarrollan de acuerdo con las reglas del mercado, la estructura del mercado en el largo plazo se monitorea e interviene para controlar la concentración económica y posiciones dominantes y, promover la competencia entre los agentes. En particular, la CREG estrictamente establece que un agente no puede tener una cuota de mercado superior al 25% cuando el Índice de Herfindahl e Hirschman (IHH) es mayor 1800. Ofgem en GB no vigila directamente las transacciones (adquisición, consolidación, fusión, etc.) de los activos de generación, en su lugar lo hace la EU considerando entre otros factores, ausencia de problemas de competencia con un IHH menor a 2000 cuando el mayor agente tiene una cuota de mercado inferior a 25%. Finalmente la FERC, analiza los mercados por separado y dependiendo del alcance geográfico del mismo, considera un impacto adverso para la competencia, cuando el IHH aumenta en más de 100 puntos en un mercado moderadamente concentrado o 50 puntos en un mercado altamente concentrado. En el corto plazo los

reguladores (subastas, mercados diarios y/o en tiempo real) también aplican medidas que mitiguen el poder del mercado. La CREG establece el índice de oferta residual, mientras que PJM aplica la prueba de los tres pivotes. En el mercado de GB, solo las subastas del mecanismo de capacidad son objeto de limitación.

La transmisión y distribución en Colombia y GB operan bajo el régimen de libertad regulada, por lo tanto la CREG y Ofgem establecen la remuneración vía tarifa. En el mercado PJM, bajo el concepto de Precios Marginales Locales (LMP por sus iniciales en inglés), el costo marginal de la transmisión se obtiene de la diferencia entre los costos localizados (punto de entrega y punto de retiro) mientras que los costos de la distribución se fijan de acuerdo con la regulación estatal. La remuneración de la comercialización en el mercado minorista, solo para el caso Colombiano se fija vía tarifa y remunera las subactividades asociadas sin que ello este determinado por el nivel de consumo del usuario final.

La energía eléctrica que se transa en cualquiera de los tres mercados tiene como fin último cubrir los requerimientos del sistema; los requerimientos del sistema comprenden la demanda para la atención de la carga base y los requisitos de confiabilidad que tienen que ver con la fiabilidad de la operación frente a eventos de emergencia, ya sea por falta de generación o desviaciones en los requisitos de operación (estabilidad en frecuencia y tensión); estos requisitos de confiabilidad son la base para la creación de los mercados de servicios auxiliares (reserva y regulación) identificados en los tres casos de estudio. Es preciso señalar que los mercados de servicios auxiliares están diseñados para cubrir requerimientos específicos pero ello no significa que funcionan totalmente independiente de los mercados que pretenden cubrir la carga base del sistema. De hecho los requerimientos de confiabilidad se fijan como un porcentaje sobre la carga base y son tan dinámicos como ella (estacionales, diarios u horarios, etc.). Además del fin específico y teniendo presente que pueden ser asignados mediante mecanismo competitivos o mandatorios, la remuneración de estos recursos si tiene variaciones importantes. Dependiendo del tipo de compromiso pueden recibir pagos solo por disponibilidad y/o por entrega efectiva de energía.

Los mecanismos de mercado identificados en cada caso de estudio se basan en el horizonte temporal de los compromisos adquiridos. En Colombia, el mecanismo denominado “Cargo por Confiabilidad” es semejante con el “Mercado de Capacidad” implementado en GB y en PJM. El objetivo primordial de estos es garantizar la disponibilidad de la capacidad instalada en el largo plazo con criterios de confiabilidad del sistema y minimización de costos. En el caso de GB, la dependencia actual por el uso de fuentes energéticas con alto contenido de carbono para la generación de la energía eléctrica, sumado al objetivo de la reducción de emisiones de efecto invernadero para el 2020, refleja en el Mercado de

Capacidad la implementación de la herramienta denominada Contratos por Diferencia (CfDs por sus iniciales en inglés); este mecanismo apunta específicamente al cumplimiento del objetivo descrito.

Sin excepción, los mercados de largo plazo utilizan el mecanismo de subasta de reloj descendente (proceso licitatorio competitivo) para la asignación de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) en el caso de Colombia o los Acuerdos de Capacidad en GB y PJM. Cabe señalar que el Mecanismo de Capacidad de GB divide los proponentes en tomadores de precios (empresas de generación formadas tras el proceso de liberalización y privatización del sector) y hacedores de precios (nuevas construcciones y recurso de DR), en consecuencia los primeros solo establecen un precio mínimo al que están dispuestos a generar, entendiéndose que una vez el precio de la subasta este por debajo del precio de oferta, el proponente quedará fuera de la subasta.

Para el mercado de energía diario o programación de recursos para el día siguiente, Colombia y PJM utilizan el principio denominado despacho económico, el cual obedece a un proceso de selección basado en el orden de mérito económico, cuya variable determinística es el costo marginal. En PJM la metodología LMP hace que el costo marginal o precio reflejado para el mercado incluya la actividad de generación y transmisión, mientras que en el mercado de Colombia el costo marginal que se releja para el mercado mayorista atañe solo la remuneración para la actividad de generación. En GB la asignación de recursos para el día siguiente se hace mediante proceso licitatorio competitivo (2 subastas), luego la intersección de las curvas de oferta y demanda agregada determina el precio de compensación.

En GB y PJM están implementados los mercados en tiempo real. El mercado de energía de PJM en tiempo real, opera en forma simultánea con el mercado de servicios auxiliares (reserva y regulación); el mecanismo LMP calcula el precio de la energía eléctrica cada 5 minutos luego el periodo de liquidación es consistente con ello. En GB bajo modelo de despacho automático la asignación de los recursos obedece plenamente al comportamiento del mercado. Las penalizaciones de las que son objeto los agentes que presenten incumplimiento son bastantes drásticas por lo que los agentes ajustan sus posiciones hasta una hora antes de cada periodo de liquidación y no se exponen a los precios del Mecanismo de Balance (BM por sus iniciales en inglés). El BM es el último eslabón del mercado y comprende un portafolio de productos (servicios auxiliares) que permite al operador corregir desbalances en la operación en el muy corto plazo.

El proceso de formación de tarifas difiere ampliamente de acuerdo con la estructura del mercado. En Colombia el costo de la generación es el único componente cuya fijación se aproxima a los mecanismos de mercado, la remuneración de las demás actividades se fija vía tarifa. En GB la generación y la comercialización (mayorista y minorista) se realizan en el

marco económico de la competencia; la transmisión y la distribución al ser reconocidos como monopolios naturales, son reguladas por Ofgem y en su orden la remuneración de los costos de capital y de los costos de explotación se fija vía tarifa. El mercado PJM utiliza el concepto de LMP que fija el precio de la energía, el precio de congestión y el precio de las pérdidas en el mercado mayorista, luego el costo de la energía eléctrica trasladado al usuario final obedece a mecanismos de mercado. En el nivel minorista PJM no tiene una participación activa o responsabilidad en el proceso de establecimiento de una tarifa o costo de comercialización minorista, en su lugar las Comisiones de Servicios Públicos (PUC por sus iniciales en inglés) regulan la prestación del servicio, aunque en la mayoría de los estados obedece a una “regulación social” ya que los mercados también funcionan en el marco económico de la competencia.

IV. RESPUESTA DE LA DEMANDA

En Colombia no se tienen implementadas estrategias para la inclusión de los recursos de la DR, mientras que los mercados de GB y de PJM reconocen los recursos de la DR como recursos de capacidad transables en el mercado mayorista con facultad de modificar la oferta de largo y corto plazo y por ende el precio de la energía eléctrica.

4.1. Respuesta de la Demanda en Colombia

La Ley 1715 de 2014 estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), en especial las de carácter renovable, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante su integración al mercado eléctrico. El acto administrativo además, busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la EE como la DR, por lo que el MME expidió el Decreto Reglamentario 2492 de 2014, a través del cual le crea la responsabilidad a CREG de incluir en el diseño del cargo que remunera la actividad de transmisión y distribución tarifas horarias y/o canasta de tarifas que incentiven el uso eficiente de la infraestructura y la reducción de costos del servicio, así como los mecanismos dentro de la fórmula tarifaria que garanticen la entrega de las señales horarias al usuario final. De igual modo el art. 3, insta por el diseño de mecanismos para que los usuarios puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista.

Anteriormente, dentro del Mercado Secundario de la Energía en Firme la CREG estableció el mecanismo DDV como un anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, orientado a facilitar el cumplimiento de las OEF. Mediante los contratos de DDV un usuario o grupo de usuarios se obliga a reducir su consumo de energía eléctrica del SIN a cambio de una remuneración por parte de la generación. Aunque no se definen

mecanismos explícitos para gestionar la DR, en esencia se acerca al DRP basado en incentivos denominado Demanda por Licitación [35].

Con base en el marco normativo para anillos de seguridad de la DDV, la Comisión expidió la regulación del DRP para el mercado diario en condición crítica (cuando el precio de bolsa en mayor al precio de escasez en el mercado mayorista). Compete a los comercializadores representar a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el DRP, para lo cual envía al Centro Nacional de Despacho (CND), una única oferta de precio para las 24 horas del día y la declaración de la reducción. El usuario tiene la potestad de elegir el comercializador que lo represente, el cual puede ser diferente al que lo atiende para el suministro de energía. El acto administrativo dicta los lineamientos para la verificación de la reducción o desconexión de energía, así como la metodología de liquidación y recaudo de las transacciones, las cuales operan dentro de la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Incluye la forma de liquidación del incentivo que en principio se otorga al comercializador para su posterior entrega al usuario final. Los usuarios que participen en el DRP reciben una remuneración correspondiente como mínimo, al producto de la oferta de precio multiplicada por la energía reducida y verificada. Igualmente reglamenta la metodología de remuneración a cargo de la generación cuando la oferta ideal es inferior a las obligaciones diarias de energía en firme y el mercado presenta condiciones de escasez [36] [37].

Respecto de los equipos de medida, la resolución regulatoria de la DR define ligeramente los atributos necesarios, sin embargo la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) desarrolló los estudios SG Colombia Visión 2030 a través del cual definió un mapa de ruta para la implementación de las redes inteligentes en Colombia, identificando la AMI como una de las tecnologías habilitadoras para las demás tecnologías de redes inteligentes. En consecuencia adelantó el proyecto para la definición de las funcionalidades de medidores inteligentes, sobre el cual el MME expidió la Resolución 40072 de 2018. A la Comisión le corresponde establecer las condiciones para la implementación de la AMI; a los operadores de red la instalación, administración, operación y mantenimiento y se establece como mínimo una cobertura del 95% de los usuarios urbanos y el 50% de los usuarios rurales para el 2030.

4.2. Respuesta de la Demanda en Gran Bretaña

Los programas de la DR o *demand side response-DSR*¹ están implementados en el BM y en el mercado de capacidad de GB. En el BM, *National Grid Electricity Transmission plc* (NGET) como responsable de la gestión del sistema ha diseñado los

términos contractuales estándares para las alternativas de participación de la demanda; los contratos resultantes se pactan directamente con los proveedores que atienden el mercado minorista. Para el mercado de capacidad (reformado a partir de la Ley de Energía de 2013) el Secretario de Estado establece las reglas de funcionamiento y en su orden las estrategias de participación de la demanda y NGET actúa como el órgano de entrega. En el mercado minorista los DRP ofrecidos por los proveedores y distribuidores pueden variar tanto como sea posible, ya que el mercado se encuentra abierto a la competencia. En general, procuran la reducción del pico de demanda y en consecuencia la reducción de los costos en el Sistema Eléctrico de Transmisión Nacional y en los sistemas de distribución regional. A continuación, se describen los mecanismos que el SO ha implementado para incentivar la participación de los recursos de la DSR a través del BM [38]:

4.2.1. DSR para Respuesta en Frecuencia

Para mantener la frecuencia del sistema, los servicios requeridos por el SO pueden ser estáticos o dinámicos. La respuesta de frecuencia dinámica se refiere a la gestión del sistema en funcionamiento normal, antes de que se produzca el fallo, mientras la respuesta de frecuencia estática se refiere a mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos en caso de falla. Los agentes pueden participar en los siguientes servicios de respuesta en frecuencia:

a) Respuesta de Frecuencia Firme (FFR por sus iniciales en inglés)

Los participantes deben estar en capacidad de proporcionar un mínimo de 10MW a la red, dentro de los 30 segundos en un evento de frecuencia. Los proveedores reciben una compensación por la disponibilidad junto con una tarifa de utilización cada vez que el operador solicita el servicio. El operador realiza la compra de FFR a través de un proceso de licitación electrónica mensual. Una vez que los proveedores de servicios aprueban una evaluación de precalificación y firman un acuerdo marco, pueden realizar una licitación por uno o varios meses. Los datos de frecuencia de NGET sugieren que los proveedores de FFR estáticos pueden ser llamados aproximadamente 10 veces al año en el punto de activación de frecuencia preestablecida de 49.7Hz. En otras palabras, proporcionarán el servicio cuando la frecuencia del sistema caiga por debajo de 49.7Hz. El FFR dinámico implica la variación continua de generación o demanda y, por lo tanto, no tiene un nivel de activación preestablecido, por lo que el servicio se proporciona como parte de una cartera agregada en

¹ El lenguaje del UK utiliza la expresión Demand Side Response para referirse a la DR

lugar de como un solo sitio. Los requisitos para las empresas que proporcionan FFR incluyen:

- Equipo de medición y relé de frecuencia para interrumpir automáticamente la demanda.

- Entrega de un mínimo de 10MW en 30 segundos.

- Operar al nivel licitado (de demanda o generación cuando recibe el operador da la instrucción).

Las empresas que no alcanzan el umbral de 10MW para FFR, pueden acceder al servicio FFR acoplada(o Bridging) que les permite aumentar el volumen de DSR en un plazo establecido de uno o dos años, recibiendo el pago de una tarifa acordada por MW, que depende de la velocidad de respuesta que puedan brindar. Este ingreso aumenta a medida que se agregan MW.

b) Control de frecuencia por gestión de la demanda (FCDM por sus siglas en inglés)

FCDM es un servicio para mitigar caídas excesivas en la frecuencia al interrumpir automáticamente la demanda de los usuarios que demandan grandes cantidades de electricidad (más de 3MW) cuando la frecuencia cae un punto por debajo del punto de activación (49.7Hz). Los proveedores de FCDM deben estar en capacidad de interrumpir el suministro de electricidad con dos segundos de aviso por un período de 30 minutos. Para lograr la interrupción automática, el proveedor necesita instalar un equipo que pueda detectar una caída en la frecuencia por debajo del nivel preestablecido (49.7Hz).

Uno de los beneficios de FCDM sobre FFR es que el rendimiento (disponibilidad real de MW / disponibilidad de MW nominal) se mide mensualmente en lugar de cada media hora, por lo que reduce el riesgo de posibles penalizaciones por previsión inexacta de la carga. FCDM también tiene un plazo y un precio fijo, por lo que no es necesario incursionar continuamente en un mercado.

Los datos de frecuencia de NGET sugieren que los proveedores pueden ser llamados aproximadamente 10 veces al año. El servicio se ve como una ruta de comercialización relativamente sencilla para los proveedores de DSR. Los requisitos mínimos son:

- La demanda debe ser de al menos 3MW, lo que se puede lograr agregando varias cargas pequeñas en el mismo sitio

- La reducción de la demanda debe tener lugar en dos segundos y mantenerse durante un mínimo de 30 minutos. Deben tener un equipo de medición de frecuencia operacional y un relé de frecuencia adecuado para interrumpir automáticamente la demanda

c) Respuesta de Frecuencia Mejorada (EFR por sus iniciales en inglés)

La EFR es un nuevo producto en el que se requiere que las empresas brinden una respuesta de frecuencia completa en menos de un segundo. Este es un servicio dinámico donde el proveedor varía continuamente la generación o demanda en

respuesta a los cambios de frecuencia, en lugar de responder a un controlador de frecuencia preestablecido.

El producto es un servicio previo a la falla en lugar de post-falla, lo que significa que está diseñado para administrar la frecuencia antes de que ocurran fallas. NGET supone que el servicio sea de particular interés para los desarrolladores de dispositivos de almacenamiento de energía, aunque no descarta cualquier tipo de empresa que puedan cumplir con los requisitos del servicio.

Los requisitos para la EFR incluye la salida de potencia completa en menos de un segundo, con entrega sostenida durante al menos nueve segundos. Como producto aún en desarrollo, los requisitos se adecuarán a medida que se adquiera experiencia en la operación.

4.2.2. DSR para Reserva Rodante

Los aumentos imprevistos de la demanda o la falta de generación se mitigan con el acceso a fuentes de energía adicionales en forma de generación o reducción de la demanda. Estas fuentes adicionales se conocen como reserva e incluyen una serie de servicios que NGET contrata para equilibrar la oferta y la demanda en varias escalas de tiempo:

a) Reserva Operativa de Corto Tiempo (STOR por sus iniciales en inglés)

La STOR es una fuente importante de energía de reserva y tradicionalmente es el primer servicio en el que participan las empresas. La STOR se concibe como el servicio más accesible para nuevos proveedores, con una capacidad de entrada de 3MW y un tiempo de respuesta extendido de 20 minutos.

El servicio STOR es aproximadamente 2GW de la energía de reserva que NGET tiene a disposición cuando se produce una pérdida repentina de energía en cualquier parte del sistema. Las empresas pueden licitar por un contrato en firme o flexible. La opción en firme tiene el mayor valor y la empresa debe estar disponible para todas las ventanas de disponibilidad. Los proveedores de servicios flexibles tienen una mayor libertad para decidir casi en tiempo real para qué ventanas están disponibles. Los tiempos de inicio y finalización para cada ventana, varían según el día de la semana (laboral o no laboral) y la estación del año. Los requisitos mínimos para participar en STOR incluyen:

- Ofrecer un mínimo de generación o reducción constante de la demanda de 3MW

- Un tiempo de respuesta máximo de 240 minutos después de las instrucciones, aunque normalmente se requiere disponibilidad por 20 minutos o menos.

- Entregar la capacidad (MW) contratada por un período continuo de no menos de dos horas.

- Entregas de al menos tres veces por semana

Si una empresa no tiene la capacidad de proporcionar 3MW a través de STOR, NGET ofrece un contrato de crecimiento

llamado STOR Runway. Como su nombre indica, está diseñado para que las empresas inicien en los servicios de la demanda. Los proveedores entregarán una cantidad determinada que se deberá aumentar a 3MW en el plazo fijado. Al final del proceso, la empresa habrá aumentado el volumen lo suficiente como para participar en STOR.

b) Reserva Rápida

La reserva rápida se usa para controlar los cambios de frecuencia que surgen de cambios repentinos, por lo general impredecibles, en la generación o demanda. Los proveedores deben prestar el servicio dentro de los dos minutos posteriores a la instrucción y alcanzar un mínimo de 50MW dentro de los cuatro minutos posteriores a la instrucción. Los requisitos para participar son:

-Entrega de potencia activa, dentro de los dos minutos después de recibida la instrucción de despacho, a una velocidad superior a 25MW/minuto y sostenible durante un mínimo de 15 minutos.

-Entrega mínima de 50MW.

c) Demand Turn Up

Demand Turn Up es un servicio que compensa a las empresas por aumentar su demanda en lapsos diurnos de baja demanda o durante la noche. Los proveedores deberán responder dentro de los 10 minutos posteriores a la señal, pero el servicio también puede ser solicitado a diario con anticipación.

Si bien, la mayoría de los demás servicios de equilibrio se utilizan para suavizar los picos de demanda, demand turn up funciona en la dirección opuesta, al alentar a los proveedores a utilizar más energía cuando la demanda de la red es insuficiente. El servicio es una opción atractiva para los usuarios de energía que tienen cargas flexibles y no tienen un requisito establecido para cuando usan su energía. Con este servicio el usuario recibe una tarifa de disponibilidad y un pago durante el evento.

d) Reserva de equilibrio del lado de la Demanda

La reserva de equilibrio del lado de la demanda (DSBR por sus iniciales en inglés) es un producto de tiempo limitado y está dirigido a los usuarios de energía que están dispuestos a reducir su consumo de electricidad entre las 4 pm y 8 pm los días de la semana de invierno a cambio de un pago. La reducción de la demanda puede ser entregada reduciendo o cambiando la carga, o ejecutando la generación de respaldo en el sitio. El producto es únicamente para el período de invierno.

Está diseñado para equilibrar el sistema en el caso improbable de que no haya capacidad suficiente para satisfacer la demanda. Si bien NGET no recurrió a los proveedores de DSBR durante el invierno de 2014/15, se solicitó el producto para 2015/16.

Un par de aspectos de DSBR pueden atraer a los usuarios que aún no participan en los servicios de la DSR. En primer lugar,

no requiere ninguna forma de tecnología adicional para adaptarse a su sitio. Entonces, cualquiera que esté sujeto a registros de medición cada media hora puede participar. En segundo lugar, se prevé que el tiempo de respuesta de DSBR sea de al menos dos horas, lo que brinda a los nuevos proveedores cierto nivel de comodidad cuando deban responder a la instrucción.

4.2.3. DSR en el Mercado de Capacidad

El mercado de capacidad es uno de los principales componentes de la Reforma del Mercado Eléctrico del Gobierno del UK. Su objetivo es garantizar la suficiencia de los recursos energéticos para cumplir con los niveles proyectados de demanda futura. Las empresas participan en una serie de subastas organizadas por NGET en su calidad de SO. La subasta principal (o subasta T-4) se desarrolla anualmente para entregas futuras (4 años), sin embargo, esta opción resulta poco atractiva para los proveedores de DSR, pues para un lapso de 4 años resulta complejo estimar y mitigar las muchas incertidumbres que rodean el mercado.

En atención a lo anterior, se implementaron las subastas transitorias, dos subastas adicionales que incentivan la participación de la demanda y garantizan que su potencial se explote al máximo. Su diseño obedece específicamente a la creación de un mecanismo de participación para los proveedores DSR. También se realizan las subastas T-1, complementarias a la T-4, para entregas un año después de adquirido el compromiso.

En general las subastas transitorias, funcionan de la misma manera que la principal subasta, pero por un plazo mucho más corto. La primera subasta transitoria se realizó en enero de 2016, para la entrega en el invierno 2016/2017 y la segunda en enero de 2017 para la entrega en el invierno de 2017. La subasta proporciona el pago de la capacidad, similar a los pagos de disponibilidad en otros servicios.

4.3. Respuesta de la Demanda en PJM

Los objetivos estratégicos del mercado PJM respecto de la DR son: i) asegurar que la DR sea un recurso predecible, confiable y transparente para la gestión del sistema; ii) obtener resultados de mercado eficiente a través de Demanda Sensible al Precio (PRD por sus iniciales en inglés); y iii) procurar la alineación de los incentivos del mercado mayorista y minorista a través de la coordinación con las autoridades reguladoras minoristas estatales [39].

El sistema eMarket de PJM usa la aplicación eLRS con exclusividad, para optimizar la participación de DR. eLRS procesa registros y liquidaciones, incluida la estimación de la Carga Base del Cliente (CBL por sus iniciales en inglés) utilizada para liquidar los pagos a los CSP [40].

Las reducciones de carga corresponden a la diferencia entre la CBL y la carga real. La CBL es el pronóstico del consumo del cliente y es el mecanismo con el que PJM determina la reducción de carga. La reducción de carga en el mercado de energía (mercado diario y mercado de equilibrio y mercado de servicios auxiliares) se determina de forma diferente a la reducción de carga en el mercado de capacidad. En el mercado de capacidad se basa en capacidad reservada para el cliente (máxima contribución a la carga) mientras en el mercado de energía la reducción de carga para cualquier hora del día, corresponde a la cantidad de energía que el recurso no consumió tras la instrucción del operador.

Los recursos de la DR originalmente fueron ofertados por la EDC/LSE (o *Electricity Distribution Company/Load Serving Entity*), ya que en el mercado minorista la EDC era una entidad integrada verticalmente que también era la LSE del cliente minorista. Tras la reestructuración de los mercados minoristas e introducción de la competencia, PJM permitió que las LSEs transaran los recursos DR, provenientes de usuarios propios y de usuarios de otras LSEs y creó el rol de CSP [39].

Los recursos de la DR permiten a las LSEs y EDCs gestionar los picos de la curva de demanda para mantener la confiabilidad del sistema o por razones económicas. En el caso particular, una LSE puede administrar los costos y riesgos en sus carteras y los usuarios finales administran directamente los costos de electricidad, esto en línea con las iniciativas estatales que van desde educar a los clientes hasta objetivos obligatorios para que las empresas de servicios públicos reduzcan la carga máxima [39].

Sin embargo, los incentivos para este tipo de empresas no suele tener el suficiente atractivo. Las EDCs por el diseño de las tarifas tradicionales y/o estructuras regulatorias, tienen pocos incentivos para aumentar la penetración de DR, puesto que esto puede generar un deterioro en los ingresos que cubren los costos de la infraestructura. Las LSEs por otro lado, cuyas ganancias dependen de la electricidad que entreguen a los usuarios minoristas, incluyen los recursos de la DR en una mínima proporción dentro de su estrategia general para la compra en el mercado mayorista y venta en el mercado minorista [39].

La introducción del CSP admite un cambio significativo en los mercados, ya que reconoce los recursos de la DR como un recurso comparable con la generación y transable en el mercado mayorista. Una compañía que se especializa en la reducción de la demanda tiene incentivos diferentes a los de las LSEs y EDCs, por lo que procurará vincular al mercado, la mayor

cantidad posible de recursos de DR, y esto concede un incremento directo en sus beneficios. Un CSP no tiene responsabilidades de servicio de carga ni posee activos de distribución, su participación es motivada por el pago de los incentivos económicos que obtiene por la entrega de capacidad al mercado mayorista una vez ha transado con los usuarios finales los términos de participación en los DRP [39].

Bajo el modelo de CSP, cualquier miembro de PJM puede ofrecer los recursos de la DR en el mercado de capacidad, los mercados energía (mercado diario y mercado de equilibrio) y el mercado de servicios auxiliares (reserva rodante y Programación Diaria de Reserva Rodante -DARS y regulación).

Los recursos de la DR pueden participar como recursos económicos o como recursos para la gestión de la carga (o emergencia). La participación de un recurso económico lo obliga a cambiar su patrón de uso normal en respuesta a la señal horaria del precio en el mercado mayorista, a cambio de una compensación. El recurso para la gestión de la carga debe responder a la instrucción del operador ante eventos de emergencia.¹ Lo anterior define tres formas de participación de los recursos de la DR en los mercados de PJM [39]:

- Reducir la carga durante las condiciones de emergencia / preemergencia (también conocido como administración de carga) de acuerdo con un compromiso en firme que especifica un nivel de consumo.

- Ofrecer reducciones de carga ante eventos de naturaleza económica en los mercados de energía y servicios auxiliares.

- Los recursos de la DR ofertados como recurso para gestión de carga también pueden ofrecer reducciones de carga por razones puramente económicas y no esperar la condición de emergencia o de preemergencia

4.3.1. Mercado de Capacidad

Los CSPs envían un plan de la DR a PJM antes de la subasta principal, los recursos generalmente se comprometen 3 años antes de la entrega efectiva y se adquiere un compromiso de entrega por 1 año, comenzado el 1 de junio y finalizando el 31 de mayo del año siguiente.² El plan de la DR especifica la cantidad máxima que la entidad desea ofrecer en la subasta, clasifican los recursos como existentes o planificados. Los recursos existentes son los registrados en un año de entrega anterior. PJM revisa los planes e identifica cualquier zona en la que múltiples CSP se dirijan a los mismos clientes. De acuerdo con el umbral de saturación específico para cada zona según el

¹ Actualmente, el mercado de energía tiene registrados 3,495 MW como recursos económicos de y 12,866 MW como recursos de gestión de carga.

² PJM considera los recursos de la DR similares a los recursos de generación, esto supone una asignación hasta el día antes de ser requeridos y permite que los recursos de la DR y de generación

planificados compitan con los recursos existentes. Los CSPs que ofertan recursos de la DR en BRA tienen aproximadamente tres años para firmar contratos con los usuarios finales y para equipar las instalaciones antes del registro eLRS (eLRS es la plataforma administrativa de DR de PJM).

historial y los informes de la FERC se determina si los clientes duplicados podrían ser un problema, en cuyo caso, el CSP debe proporcionar información específica del sitio para respaldar su plan, de modo que PJM pueda identificar si dos CSP diferentes se dirigen a los mismos clientes. El CSP también debe entregar una certificación oficial donde se indique que los recursos ofrecidos y aprobados en las subastas de capacidad o el Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM por sus iniciales en inglés) serán entregados físicamente en el año de entrega. Esto se implementó para reducir el comportamiento especulativo, en el que un CSP vende recursos en subasta principal y los reemplaza con compras realizadas en las subastas incrementales para obtener ganancias financieras [40].

La participación en el mercado de capacidad es voluntaria, pero una vez comprometidos los recursos, hay una obligatoriedad de reducir la carga o mantener un nivel de consumo predeterminado, en condiciones de escasez o de emergencia (Se aplicarán penalizaciones por incumplimiento). Los recursos de la DR deben responder a las solicitudes de PJM y, su disponibilidad depende del producto comprometido en el mercado de capacidad, de la siguiente manera:

-DR limitada: el recurso está disponible para un máximo de 10 días laborables desde junio hasta septiembre, donde cada solicitud puede tener una duración de hasta 6 h.

-DR extendida de verano: el recurso está disponible para todos los días desde mayo hasta octubre, donde cada solicitud puede tener una duración de hasta 10 h.

-DR anual: el recurso está disponible para todos los días desde junio hasta mayo del año siguiente, donde cada solicitud puede tener una duración de hasta 10 horas.

-DR Capacidad Base: El recurso está disponible para un número ilimitado de interrupciones de junio a septiembre, donde cada interrupción durante al menos 10 horas entre las horas 10:00 am a 10:00 pm.

-DR Capacidad Rendimiento: El recurso está disponible para un número ilimitado de interrupciones durante el año de entrega y será capaz de mantener cada interrupción entre las 10:00 am y las 10:00 pm., en el periodo de mayo a octubre y entre las 06:00 am y 09:00 pm en el periodo noviembre-abril.

-DR periodo de verano: El recursos está disponible para un número ilimitado de interrupciones durante el periodo de verano y será capaz de mantener dicha interrupción entre las 10:00 am y las 10:00 pm.

PJM reconoce los siguientes programas de gestión de la carga:

-Control Directo de Carga Cedido. Gestión de carga iniciada directamente por el centro de operaciones del proveedor de recursos o su agente, empleando una señal de comunicación para ciclar equipos (típicamente calentadores de agua o centrales de aires acondicionados).

-Nivel de Servicio en Firme (FSL por sus iniciales en inglés). Reducción de carga, realizada por el usuario, a un nivel

predeterminado o FSL, con previa notificación por parte del proveedor de recursos o su agente.

-Caída-Descenso de Carga Garantizada (GLD por sus iniciales en inglés). Reducción de carga, realizada por el usuario y en una cantidad predeterminada (carga garantizada) con previa notificación por parte del proveedor de recursos o su agente.

Cada tipo de programa puede implantarse en 30, 60 o 120 minutos o menos, desde el momento en que PJM notifica al centro de operaciones del proveedor de recursos de la DR.

Existe un proceso similar para la PRD; El proveedor que compromete capacidad en firme debe presentar un plan antes de la Subasta Residual Básica (Bra por sus iniciales en inglés) y de la tercera subasta incremental, que demuestre a satisfacción de PJM la cantidad de PRD disponible para el año de entrega; los recursos adicionales podrán participar en la tercera subasta incremental, sólo en el caso, y en la medida en que la previsión de la carga máxima final del área local de entrega para el año de entrega aumente en la relación con la previsión preliminar usada en la Bra.

Los siguientes son requisitos que debe cumplir la carga para ser considerada y elegible como recursos PRD:

-Servida por una LSE bajo una estructura tarifaria minorista dinámica o existe un acuerdo contractual con un proveedor de PRD, con una tasa o acuerdo de compensación variable horariamente. En cualquiera de los casos, la tasa o tarifa debe vincularse con la señal LMP en tiempo real

-Sujeta a un mecanismo de medición avanzada, capaz de registrar el consumo en un intervalo de 1 hora o menos;

-Sujeta a control y supervisión según el Acuerdo de Garantía y Confiabilidad

Una vez que PJM aprueba el plan PRD y/o DR, el CSP puede ofrecer en la subasta RPM hasta la cantidad aprobada para el plan. Las ofertas de la DR se consideran con ofertas de todos los demás recursos de capacidad a través del mecanismo de compensación de subasta. Mientras que la DR se considera un recurso de suministro en el proceso de compensación de subasta, PRD se considera un cambio en la curva de demanda. El efecto de DR y PRD en el resultado del mercado de capacidad es el mismo, suponiendo que tengan la misma oferta/precio de oferta de mercado.

4.3.2. *Mercado de Energía*

Los recursos de la DR registrados como respuesta a la carga (o emergencia) participan en los mercados de energía y servicios auxiliares, bajo la dirección y control de los CPS. Estos recursos tienen las siguientes opciones y pagos:

-Respuesta sólo como energía de emergencia, en cuyo caso reciben un único pago por la reducción

-Respuesta a la Carga Completa de Emergencia o Pre-emergencia y reciben un pago por la reducción y pago por la capacidad y,

-Respuesta como Capacidad de Emergencia o Preemergencia y reciben un pago de capacidad por reducción.

Para los recursos de la DR registrados como recurso de respuesta económica, en el mercado de energía diario, los CSP ofertan reducciones especificando precio, costo de cierre y tiempo de inactividad mínimos. Similar a la ofertas de los recursos de generación, las ofertas de recursos de la DR pueden presentar hasta 10 pares de precios y cantidades, las cuales si son aceptadas se compensan con el LMP respectivo. Cualquier desviación en la programación diaria del mercado diario se liquida con el LMP del mercado de equilibrio, junto con los cargos de la reserva operativa.

El CSP puede presentar una oferta de reducción en el mercado diario antes del mediodía. PJM evalúa la oferta, incluidos los costos de cierre y el tiempo de inactividad mínimo. Si la oferta se programa en el mercado diario, el operador notifica al CSP antes de la 4:00 p.m., del día anterior a la operación. Si la oferta no se programa en el mercado diario, el CSP puede enviar la misma o una nueva oferta para ser despachada en el mercado de equilibrio. PJM continuamente reevaluará la oferta comparando alternativas durante el día de operación, si la oferta finalmente se despacha en el mercado de equilibrio, se enviara la notificación al CPS, pero si no se despacha, el CSP puede programar la reducción de carga automáticamente.

PJM liquida los recursos de la DR de acuerdo con la reducción efectiva multiplicada por la diferencia entre el LMP zonal o nodal, (según corresponda) y el precio que pagaría el usuario final (también denominada tarifa de venta al por menor).

En el mercado de energía en tiempo real, los CSP tienen dos opciones para participar: i) despacho en tiempo real y ii) recurso auto-programado. Para ser despachado en el mercado de equilibrio, el CSP envía una oferta indicando un LMP estimado, un precio igual o superior para el cual se compromete a reducir, además del tiempo mínimo para iniciar la reducción y para permanecer en este estado. Mediante la opción de auto-programación, el CPS debe notificar al operador como mínimo 5 minutos y máximo 7 días antes de la reducción de la demanda, indicando cantidades y tiempos de inicio y finalización.

4.3.3. *Mercado de Servicios Auxiliares*

Los recursos de la DR pueden proporcionar servicios auxiliares en el mercado mayorista con la infraestructura automatizada apropiada y la calificación de PJM. Hay tres mercados de servicios auxiliares en los que pueden participar los recursos de DR: Reserva Rodante (la capacidad de reducir el consumo de electricidad dentro de los 10 minutos siguientes al despacho PJM), DARS (la capacidad de reducir el consumo de electricidad dentro de los 30 minutos siguientes al despacho PJM) y Regulación de Frecuencia (la capacidad de seguir la señal de regulación de frecuencia de PJM). La participación en

los mercados de servicios auxiliares es voluntaria; sin embargo, si un recurso se programa o despacha como un recurso de servicio auxiliar, el compromiso es obligatorio. (Se aplican penalizaciones por incumplimiento y el recurso podrá ser descalificado para participar en el futuro) [41].

Los recursos de la DR pueden ofrecerse y autorizarse dentro del DARS-mercado diario si tienen una capacidad de respuesta menor a 30 minutos. Dichos recursos se pagan con el precio diario de compensación para cada hora que se comprometen, y se espera que estén disponibles en el mercado de energía en tiempo real si es necesario.

Los recursos de la DR pueden ofrecerse y autorizarse en el mercado de reserva rodante si tienen una capacidad de respuesta dentro de los 10 min siguientes después de la instrucción del operador. Dichos recursos se ofrecen en el mercado de Reserva Rodante para cada hora del día de operación, y los precios de compensación se calculan y publican cada 5 minutos. En general, los recursos de Reserva Rodante se programan por hora y, en promedio, el operador de PJM recurre a ellos una vez por semana. Por lo tanto, este mecanismo resulta ser muy atractivo para los recursos de DR porque se les paga el precio de compensación de cada hora por mantenerse como recurso de reserva y se les pide que se reduzcan con relativa poca frecuencia.

PJM recientemente ha modificado el mercado de Regulación de Frecuencia para generar una compensación más adecuada a los recursos que tienen un mejor rendimiento. Este enfoque de compensación por desempeño proporciona un mayor incentivo económico para los recursos de regulación de frecuencia de respuesta rápida. En este mercado, los recursos se asignan cada hora y se les paga el precio de compensación por estar en control de frecuencia automático. Además, los recursos reguladores reciben un pago adicional en función de cuánto se les solicita mover durante su asignación de regulación.

Los recursos de la DR pueden proporcionar hasta el 25% del total de las reservas diarias programadas y del total de los recursos de regulación y, hasta el 33% de los recursos con destino a la reserva rodante. El límite de participación fue desarrollado por las partes interesadas, debido a las preocupaciones sobre el rendimiento; cuando la participación se acerca al límite, este se revisa y modifica en función del rendimiento de los recursos de la DR versus el rendimiento de los recursos de generación.

V. CONCLUSIONES

Las estrategias para la inclusión de los recursos de la DR en los mercados de GB y PJM implementadas en los mecanismos de largo plazo se identifican como la opción más factible para aplicar en el contexto colombiano.

La similitud en el mecanismo (subasta de reloj descendente) para la asignación de los compromisos de largo plazo (OEF y Acuerdos de Capacidad) es un elemento consistente para la

inclusión de los recursos de la DR en el mercado Colombiano. Un elemento clave identificado en la estrategia de inclusión usada en GB y PJM tiene que ver con la metodología para la cuantificación de los recursos de DR, estandarización del producto que se subasta y en consecuencia tratamiento equitativo a los recursos de la DR y a los recursos de generación. Un segundo elemento tiene que ver con las medidas implementadas para restringir las posiciones especulativas. Como la asignación de las obligaciones se hace mediante subastas sucesivas que permite a los agentes ajustar sus posiciones dadas las incertidumbres del mercado, esto también puede generar impactos adversos sobre el valor fundamental de la inversión. Cabe señalar que si bien existen denominadores comunes que motivan el direccionamiento de la política energética, las variables relacionadas con el desarrollo económico y social inciden fuertemente en la concepción y orientación para el caso Colombiano, mientras que las preocupaciones por mantener la competitividad internacional y la seguridad del suministro son temas de primera importancia para el UK y USA y esto en general se percibe en el largo plazo.

Las estrategias para la inclusión de los recursos de la DR en los mercados de GB y PJM implementadas en los mecanismos de corto plazo no se identifican como opciones factibles para aplicar en el mercado Colombiano por diversas razones.

La primera tiene que ver con la ausencia de competencia en el mercado minorista de Colombia.¹ Mientras en GB y la región del PJM los controles regulatorios han disminuido drásticamente, la comercialización (usuarios regulados) en Colombia se realiza bajo estricta regulación y su remuneración de ninguna forma está atada al nivel de consumo del usuario atendido. Como señala Covino *et.al.*, el precio de la electricidad y el valor de la electricidad para el usuario, son dos elementos determinantes para la aplicación de los programas de DR, pero la existencia de las tarifas casi planas, como en el caso de Colombia impiden la transferencia de información desde el mercado mayorista hasta el usuario final.

En segundo lugar, desde la perspectiva de los agentes (distribuidores y comercializadores) lo primero que se debe señalar es que las reglas de mercado suponen mayor libertad para ajustar el portafolio de inversión y buscar un nivel de beneficios lo más alto posible, el cual por reglas de competencia queda supeditado a la participación de los demás agentes. En el mercado minorista de Colombia, la asignación de los recursos, por lo menos en el nivel minoristas, no obedece completamente a un criterio de eficiencia heredado del mercado, mas bien es una adaptación de los agentes al marco regulatorio, por ejemplo, para que los programas de la DR sean efectivos, principalmente en consumidores domiciliarios, es necesario implementar nuevos desarrollos, como la medición

avanzada y la inserción de las TICs en los sistemas de distribución, lo que requiere una alta inversión económica, pero las empresas distribuidoras son reacias a realizarla, si previamente no se asegura el retorno del capital invertido. En consecuencia se requeriría un robusto sistema de incentivos que compense la flexibilidad y libertad de acomodación del portafolio que tendría un agente en un mercado desregulado.

De acuerdo con la experiencia del PJM, las empresas de distribución y comercialización que actúan bajo un marco desregulado y están habilitadas para participar, integran los recursos de la DR en sus portafolios pero indican no tener suficientes incentivos para impulsar los programas de DR, como si lo hacen las empresas especializadas en agregar recursos la DR (modelo CPS de PJM) [39].

En tercer lugar, GB y PJM tienen implementado un mercado en tiempo real, característica ausente en el contexto Colombiano; sin embargo más allá de esto, existe una clara diferenciación entre los requerimientos para atender la carga base y los requerimientos para atender los compromisos de confiabilidad, hecho que genera los mercados de servicios auxiliares (en el caso de GB se trata de un amplio portafolio de servicios ofertados por los participantes de manera mandatoria pero también por medio de procesos licitatorios competitivos). En Colombia, es claro el requerimiento en cuanto al volumen de los servicios complementarios, sin embargo la adquisición de dichos recursos se hace por vía mandatoria o en conjunto con el despacho económico horario, generando así un único mercado, luego el operador en el despacho económico debe cubrir la demanda agregada y los requerimientos de confiabilidad (reserva rodante y Control Automático de Generación-AGC). Esta condición por se confina la participación a las plantas de generación con una capacidad mayor a 20 MW, descartando la participación de otros recursos de capacidad.

La participación de los recursos de la DR en GB se hace de forma exclusiva a través del BM, como sugiere su nombre su destinación cubre los requerimientos para la gestión de la carga (pre-emergencia y emergencia). Ahora bien, en PJM se puede comparar el comportamiento del mercado de los recursos destinados para modificar la curva de oferta (gestión de la carga) frente a los destinados para modificar la curva de demanda (recurso económico) y, en los diferentes mecanismos se observa mayor dinamismo en los primeros, según los CPS, por el costo de oportunidad y la remuneración que se puede alcanzar por esta ruta de mercado. Además, la baja volatilidad de los precios en el mercado mayorista reduce la expectativa de la frecuencia con que el operador pueda requerir los recursos económicos [39].

¹ Durante el 2016 la demanda regulada representó el 70% del total del consumo.

Este último aspecto, tiende a ser diferente en Colombia. Mientras en GB y USA la principal contingencia que se presenta es el déficit de capacidad (en particular generación con bajo contenido en emisiones de carbono) para atender la demanda de potencia, especialmente en los periodos pico, en el caso colombiano, bajo las condiciones actuales y desde el punto de vista de confiabilidad, la capacidad instalada no representa gran preocupación como sí lo es, la dependencia directa de factores climatológicos que no son controlables ya que predomina el parque de generación hidráulico. Este puede ser un incentivo económico importante desde la perspectiva de precios, ya que la variación en la Bolsa de Energía ante fenómenos hidrológicos es muy alta.

Finalmente, el despacho económico usualmente aplicado en mercados donde la generación esta desregulada pero el mercado minorista sigue siendo regulado [42] es el modelo de despacho en los mecanismos de corto plazo de Colombia y PJM. Esta condición es cierta para el mercado de Colombia pero no completamente coincidente con PJM, pues el mercado minorista opera en el marco económico de la competencia. Señala esta condición, Fang *et al.*, plantean el modelo de negocio para un agregador de recursos de la DR en un mercado regulado bajo diferentes modelos de despacho, encontrando resultados que reflejan una reducción del costo en el que incurre el agregador para suplir su demanda y una reducción de la diferencia pico-valle bajo el marco de despacho económico contra resultados casi imperceptibles bajo otros modelos, pero no presentan comparación alguna del escenario desregulado vs el regulado.

VII. REFERENCIAS

- [1] N. G. Paterakis, O. Erdinç y J. P. Catalão, «An overview of Demand Response: Key-elements and international experience,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, pp. 871-891, 2017.
- [2] I. J. Pérez-Arriaga, Regulation of the power sector, Springer Science & Business Media, 2014, pp. 125-150.
- [3] C. V. Gellings, The smart grid: enabling energy efficiency and demand response, The Fairmont Press, Inc., 2009.
- [4] U.S. Energy Information Administration, «Definition of Demand-Side Management,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia861/dsm/>. [Último acceso: 15 mayo 2018].
- [5] FERC & DOE, «Implementation Proposal for The National Action Plan on Demand Response,» Washington DC, 2011.
- [6] FERC & DOE, «Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,» *US Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep.*, 2006.
- [7] S. Covino, P. Langbein y P. Sotkiewicz, «Demand Response Participation in Organized Electricity Markets: A PJM Case Study,» *Smart Grid*, pp. 421-452, 2012.
- [8] J. S. Vardakas, N. Zorba y C. V. Verikoukis, «A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms,» *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 17, pp. 152 - 178, 2015.
- [9] M. H. Albadi y E. F. El-Saadany, «A summary of demand response in electricity markets,» *Electric power systems research*, 78, pp. 1989-1996, 2008.
- [10] J. Aghaei y M. I. Alizadeh, «Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: a review,» *Renew Sustain Energy Rev*, 18, pp. 64-72, 2013.
- [11] K. Kostková, E. Omelina, P. Kyčina y P. Jamrich, «An introduction to load management,» *Electric Power System Res*, 95, pp. 184-191, 2013.
- [12] P. Pinson y H. Madsen, «Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review,» *Renew Sustain Energy Rev*, 39, pp. 686-699, 2014.
- [13] L. Gelazanskas y K. A. Gamage, «Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction,» *Sustainable Cities and Society*, 11, pp. 22-30, 2014.
- [14] B. Shen, G. Ghatikar, Z. Lei, J. Li, G. Wikler y P. Martin, «The role of regulatory reforms, market changes, and technology development to make demand response a viable resource in meeting energy challenges,» *Applied Energy*, 130, pp. 814-823, 2014.
- [15] M. Babar, P. H. Nyugen, V. Cuk, I. R. Kamphuis, M. Bongaerts y Z. Hanzelka, «The rise of AGILE demand response: Enabler and foundation for change,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, pp. 686-693, 2016.
- [16] B. Li, J. Shen, X. Wang y C. Jiang, «From controllable loads to generalized demand-side resources: A review on developments of demand-side resources,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, pp. 936-944, 2016.
- [17] T. Boßmann y E. J. Eser, «Model-based assessment of demand-response measures—A comprehensive literature review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, pp. 1637-1656, 2016.

- [18] N. Good, K. A. Ellis y P. Mancarella, «Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, pp. 57-72, 2017.
- [19] G. Strbac, «Demand side management: benefits and challenges,» *Energy Policy*, 36, pp. 4419-4426, 2008.
- [20] R. Aazami, K. Aflaki y M. R. Haghifam, «A demand response based solution for LMP management in power markets,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33, pp. 1125-1132, 2011.
- [21] P. Bradley, M. Leach y J. Torriti, «A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK,» *Energy Policy*, 52, pp. 312-327, 2013.
- [22] P. Warren, «A review of demand-side management policy in the UK,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, pp. 941-951, 2014.
- [23] Z. Ming, X. Song, M. Mingjuan, L. Lingyun, C. Min y W. Yuejin, «Historical review of demand side management in China: management content, operation mode, results assessment and relative incentives,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, pp. 470-482, 2013.
- [24] Harish, V. S. K. V. y A. Kumar, «Demand side management in India: action plan, policies and regulations,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, pp. 613-624, 2014.
- [25] Y. Liu, «Demand response and energy efficiency in the capacity resource procurement: Case studies of forward capacity markets in ISO New England, PJM and Great Britain,» *Energy Policy*, 100, pp. 271-282, 2017.
- [26] A. L. Ott, «Case study: demand-response and alternative technologies in electricity markets,» *Renewable Energy Integration (Second Edition)*, p. 261-270, 2017.
- [27] S. Gyamfi, S. Krumdieck y T. Urmee, «Residential peak electricity demand response—Highlights of some behavioural issues,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, pp. 71-77, 2013.
- [28] M. Nazari y A. A. Foroud, «Optimal strategy planning for a retailer considering medium and short-term decisions,» *International journal of Electrical power & Energy systems*, 45(1), pp. 107-116, 2013.
- [29] A. Ahmadi, M. Charwand y J. Aghaei, «Risk-constrained optimal strategy for retailer forward contract portfolio,» *International Journal of Electrical Power & Energy*, 53, pp. 704-713, 2013.
- [30] A. Soares, Á. Gomes y C. H. Antunes, «Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 490-503, 2014.
- [31] H. T. Haider, O. H. See y W. Elmenreich, «A review of residential demand response of smart grid,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, pp. 166-178, 2016.
- [32] T. J. Lui, W. Stirling y H. O. Marcy, «Get smart,» *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(3), pp. 66-78, 2010.
- [33] Joint Research Centre, 2018. [En línea]. Available: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/project-maps>. [Último acceso: 31 mayo 2018].
- [34] B. Asare-Bediako, W. L. Kling y P. F. Ribeiro, «Home energy management systems: Evolution, trends and frameworks,» *International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, pp. 1-5, 2012.
- [35] CREG, *Resolución 071*, Bogotá D.C., 2006.
- [36] CREG, *Resolución 011*, Bogotá D.C., 2015.
- [37] CREG, *Resolución 212*, Bogotá D.C., 2015.
- [38] NGET UK, «Codes: Electricity,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrid.com/uk>.
- [39] PJM, *Demand Response Strategy*, 2018.
- [40] PJM, «PJM Manual 18: PJM Capacity Market,» 22 Febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m18.ashx>. [Último acceso: 1 Marzo 2018].
- [41] PJM, «PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations,» 12 Abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>. [Último acceso: 15 Abril 2018].
- [42] C. Fang, B. Fan, T. Sun, D. Feng y J. Chen, «Business models for demand response aggregators under regulated power markets,» *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), pp. 1614-1617, 2017.

