



# Productos de flexibilidad en diferentes mercados competitivos

Sebastián Montes de Oca

Reporte técnico

*Rol activo de centros de datos y otros grandes consumidores de energía eléctrica: respuesta de la demanda y servicios auxiliares*  
(ANII-FSE 1 2017 1 144789)

Marzo de 2020

# Índice

<b>1. Objetivos y alcance</b>	<b>4</b>
<b>2. Introducción</b>	<b>6</b>
2.1. Generalidades de los mercados eléctricos modernos . . . . .	6
2.2. Mercado mayorista de electricidad . . . . .	9
2.3. El mercado de servicios auxiliares . . . . .	12
2.4. ¿Qué es la respuesta de la demanda y flexibilidad? . . . . .	13
<b>3. Mercado eléctrico de PJM</b>	<b>14</b>
3.1. Participantes del mercado de PJM . . . . .	15
3.2. Mercados estructurados de PJM . . . . .	16
3.2.1. Mercado de Capacidad . . . . .	18
3.2.2. Mercado de Energía . . . . .	18
3.2.3. Mercado de servicios auxiliares . . . . .	21
3.2.4. Mercado Financial Transmission Rights (FTR) . . . . .	22
3.3. Programas disponibles de DR en PJM . . . . .	22
3.3.1. Programa Emergency Load Response . . . . .	24
3.3.2. Programa Price Responsive Demand . . . . .	25
3.3.3. Programa Economic Load Response . . . . .	27
3.3.4. Actividad de la respuesta de la demanda en PJM 2017- 2018 . . . . .	28
3.4. Mercado de Servicios Auxiliares de PJM . . . . .	28
3.4.1. Servicio de Regulación de frecuencia . . . . .	32
3.4.2. Mercado de servicios de reservas . . . . .	38
<b>4. Mercado eléctrico del Reino Unido - Elexxon</b>	<b>41</b>
4.1. Generalidades . . . . .	41
4.2. Mercado de intercambio de energía . . . . .	43
4.3. Mecanismos de balance generación-demanda . . . . .	45
4.4. Servicios auxiliares de balance . . . . .	47
4.4.1. Fast Frequency Response (FFR) . . . . .	51
4.4.2. Frequency Control by Demand Management (FCDM) . . . . .	52
4.4.3. Short Term Operating Reserve (STOR) . . . . .	53
4.4.4. Reservas rápidas (Fast Reserves) . . . . .	54
4.4.5. Demand Turn up . . . . .	55
<b>5. Mercado eléctrico alemán</b>	<b>57</b>
5.1. Precios del mercado mayorista o wholesale . . . . .	59
5.2. Mecanismo de reservas para el control de balance . . . . .	60
5.3. Aspectos técnicos del sistema de control de reservas . . . . .	62

<b>6. Carga base del cliente (Customer Base Load)</b>	<b>63</b>
6.1. Generalidades . . . . .	63
6.2. Clasificación de metodologías CBL en EE.UU . . . . .	65
<b>7. Conclusiones</b>	<b>69</b>

## 1. Objetivos y alcance

La evolución del sistema eléctrico y la reforma estructural de sus mercados han mantenido la línea en favorecer la competitividad, la introducción de nuevas tecnologías de generación y la penetración de nuevos participantes en el sistema, con el objetivo de bajar los costos del servicio. La reforma de su estructura concierne a la división de su cadena de valor en sus diferentes etapas o eslabones, pasando de un sistema horizontalmente estructurado a uno vertical. En este sentido, el objetivo fue la introducción de competencia en los mercados de energía mayorista y minorista, manteniendo el monopolio natural en la infraestructura y operación de la red de potencia.

Los operadores de la infraestructura de la red eléctrica son los encargados de transportar la energía desde que es generada (sistema de transmisión) hasta que esta es entregada a los usuarios finales. La poca capacidad de almacenamiento de grandes volúmenes de energía, a diferencia de los commodities clásicos, genera que estos operadores están encargados de garantizar que la generación y la demanda estén en balance segundo a segundo. Tradicionalmente, este balance continuo era mantenido por unos pocos generadores que eran suficiente para abastecer la totalidad de la demanda y eran operados por la compañía eléctrica. Bajo estas características, el balance entre generación y la demanda era controlada por estos generadores mediante sistemas AGC, utilizando como señal de control la frecuencia eléctrica del sistema.

Con la penetración de nuevos agentes de menor capacidad de generación, el control de la frecuencia y la estabilidad del sistema se han vuelto cada vez más difícil y costoso de mantener para los operadores de la red. A su vez, estos nuevos generadores se caracterizan por utilizar fuentes de generación renovables ubicadas en forma distribuida a lo largo de la red de transmisión e incluso en distribución. La penetración de estas tecnologías renovables tienen características no despachables, cero costo marginal y no generan inercia en el sistema, dificultando la tarea de los operadores de los de la red eléctrica de mantener el sistema estable. Esto se puede traducir en que los operadores han perdido capacidad de control desde el lado de la generación para mantener el sistema balanceado y la frecuencia estable.

El desarrollo tecnológico en infraestructura de telecomunicaciones, el control automático e industrial y su introducción en el sistema, permiten pensar que una parte de la demanda pueda llegar a ser sensible al estado y necesidades de la red. De esta forma, con una demanda que pueda modular su perfil de potencia acorde a señales de control externas ayudarían a mantener la estabilidad del sistema, agregando una nuevas posibilidad de respuesta a los operadores.

En este informe se abordan mercados abiertos y competitivos con diferentes mecanismos de acceso a productos destinados a recursos de demanda con capacidad de respuesta. Se describen los mecanismos de control que ofrecen los operadores de red y los mercados que generan para que diferentes

recursos de generación y demanda ofrezcan sus servicios. Se hace fuerte hincapié en los servicios dirigidos a los recursos de demanda y las necesidades técnicas que tienen estos para participar.

Particularmente se ven mercados estructurados como bolsas de valores (tipo pool) basados en subastas y un precio de casación que define precio uniforme del producto. Ejemplos de estos mercados son los propuestos por el Operador PJM en su área de control al este de Estados Unidos, CAISO (California ISO) en el oeste de Estados Unidos, NordPool en los países escandinavos, AEMO (Australia Energy Market Operator), entre otros. También se estudian algunos mercados basados fuertemente en licitaciones y contratos, donde un mismo producto puede tener precios diferentes. En estos mercados, el operador ordena y define qué ofertas serán despachadas en base a una optimización económica con restricciones técnicas. Se hace fuerte hincapié en los mercados propuestos por PJM y por ELEXON en Reino Unido como ejemplos de estas dos modalidades. Se hace además mención a otros mercados como el mercado alemán, con sus características particulares por encontrarse en un punto intermedio entre los anteriores.

El presente informe se encuentra estructurado de la siguiente manera: La sección 1 se describe el objetivo y alcance de este documento; en la sección 2 se hace una introducción a los mercados eléctricos de energía y la estructura de su mercado mayorista; en la sección 3 se profundiza en el mercado PJM y su mercados de servicios auxiliares; sección 4 se describe el mercado inglés y su mercado de balance; en la sección 5 el mercado alemán; en la sección 6 se describe la carga base del cliente y finalmente en la última sección se realizan algunas conclusiones.

## 2. Introducción

### 2.1. Generalidades de los mercados eléctricos modernos

El sistema eléctrico requiere un balance continuo entre la energía consumida y la generada como una implicancia directa de las leyes básicas de la electricidad. Garantizar el equilibrio se ve agravado por la poca capacidad de almacenamiento de grandes volúmenes de energía, por los cambios frecuentes e instantáneos en el consumo y por la incertidumbre intrínseca asociada a las fuentes de generación renovables. A esto debe sumarse el gran número de consumidores y generadores (de características distribuidas geográficamente) que deben coordinarse, y por la limitada flexibilidad de la demanda del sistema eléctrico. Para poder operar de una manera estable, los operadores del sistema hacen usos de servicios adicionales de generación y de demanda flexible reservados para compensar los desbalances entre demanda y generación.

La estructura del sistema eléctrico puede dividirse en varias etapas como se describe en la Figura (1)[1, 2, 3], desde el momento de la generación de la energía hasta el lugar donde ésta se consume. Estas etapas pueden identificarse como generación, transmisión, distribución y, finalmente, la etapa donde la energía es comercializada a los usuarios finales para su consumo. Las características de la estructura y operación de cada una de estas etapas son muy diferentes. Las etapas de transporte y distribución, básicamente la infraestructura de red del sistema eléctrico, son consideradas monopolios regulados. Las etapas de generación en una primera instancia y la de comercialización minorista en una segunda etapa, están constituidos por mercados competitivos donde se incentiva la libre entrada de participantes y la competencia en precio por la colocación y compra de la energía, como forma de disminuir los costos del servicio. Con esta estructura se puede considerar el fomento de mercados competitivos donde participan grandes generadores, consumidores y proveedores o comercializadores de energía, y un mercado minorista donde los proveedores distribuyen y comercializan a los usuarios finales la energía. En el mercado mayorista o *wholesale*, sus participantes realizan transacciones por la colocación (generación) o adquisición de grandes volúmenes de energía. En el mercado minorista, los proveedores vuelcan los volúmenes de energía comprometidos en el mercado mayorista y lo comercializan a los usuarios finales (residenciales, comerciales, pequeñas industrias, etc). El cometido final es promover una tendencia a la desregulación donde los clientes tengan la posibilidad de la libre elección de su proveedor de servicios eléctricos y una variedad de ofertas en la composición de la tarifa, eligiendo la que más se ajusta a sus necesidades. Sin embargo, no todos los mercados minoristas cuentan aún con la madurez tecnológica o el incentivo político o estructural para realizarlo [3].

El objetivo principal de los mercados eléctricos, y la base de su diseño, es

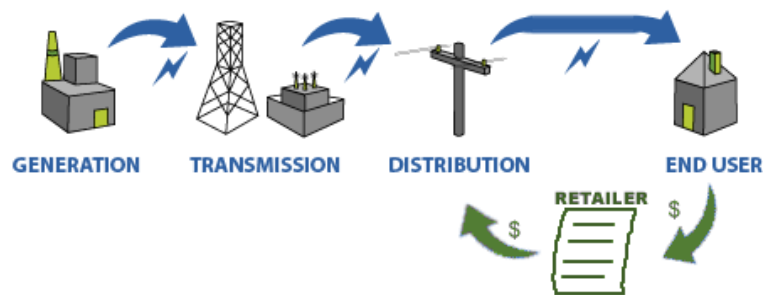


Figura 1: Etapas de un mercado eléctrico moderno.

asegurar la capacidad suficiente de generación de energía en el momento de la entrega física al consumidor y de la manera más económica posible [2, 4]. Además de asegurar el abastecimiento a largo plazo, es necesario asegurar la capacidad disponible en el sistema para garantizar el aprovisionamiento a los usuarios asegurando el balance entre la demanda y la generación segundo a segundo. Las señales de precios generados por las diferentes fases de los mercados eléctricos modernos deben garantizar que los participantes del sistema proporcionen una combinación eficiente de tecnologías<sup>1</sup> compuesta por generadores flexibles y el desarrollo de nueva tecnología que permita incorporar consumidores con cierto grado de flexibilidad en su perfil de demanda. Además, el regulador u operador del mercado debe fomentar la inversión en nueva capacidad de generación, infraestructura del sistema y el desarrollo de nueva tecnología enfocada en el consumo, como forma de asegurar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo.

Los mercados a futuro, también conocidos como mercados de capacidad, intentan reflejar estas necesidades por nueva capacidad de generación a largo plazo, incentivando y asegurando mediante señales de precios la inversión en nuevos recursos de generación y la penetración de nuevas tecnologías basadas en fuentes renovables y el control de la demanda. Adicionalmente, los mercados de gestión y venta directa de energía (mercados mayorista y minoristas) aseguran también, vía señal de precios, que se contrate la suficiente capacidad en el sistema para poder operar y abastecer la demanda en forma correcta en el momento de la entrega física de la energía. Como productos derivados de los mercados de energía, existen también servicios adicionales utilizados para balancear el sistema en tiempo real. Estos productos, conocidos como servicios auxiliares o de reservas, son utilizados para corregir las desviaciones de frecuencia debido a desbalances entre generación y demanda, entre otros servicios. Los productos de servicios auxiliares o de reservas son

<sup>1</sup>Hay diferentes directivas políticas en la planificación de capacidad hacia el futuro, no optando siempre por la más económica. Ej. puede ser la de fomentar la penetración de fuentes renovables, disposiciones geopolíticas, etc.

gestionados por el operador del sistema y el operador de la red de transmisión para mantener la operabilidad y el buen funcionamiento de la red eléctrica de la forma más económica posible. Los compradores y consumidores no tienen que preocuparse por la calidad de la electricidad ya que es un bien homogéneo, es decir, su calidad es siempre la misma. Por lo tanto, en lo que se refiere a la calidad de la energía, no importa a qué proveedor compra un distribuidor, ya que la red es sincrónica en toda su extensión. El mercado, por otro lado, es muy dinámico y ayuda a todas las partes a beneficiarse de un suministro de energía accesible y seguro.

Existen varias maneras y propuestas de como organizar y estructurar el mercado eléctrico y la funciones y obligaciones que cumplen cada uno de sus participantes. Por ejemplo, entre las directivas establecidas en la Unión Europea a sus Estados miembros por el regulador de energía se destacan tres modelos de acceso a la red [5]: acceso abierto negociado, acceso abierto regulado al sistema o un modelo de comprador único. Los dos primeros modelos son esencialmente sub-modelos de lo que se conoce como el modelo de mercado bilateral descentralizado. El modelo de comprador único se asemeja en forma más general al de un modelo centralizado del tipo pool. En un modelo organizado tipo pool, el operador del sistema coordina y administra de forma centralizada todas las transacciones de energía física. Todas las ofertas de generación y las estimaciones de consumo de energía tiene que ser ofrecida o demandada en el pool. El operador del sistema co-optimiza el despacho de generación, la provisión de capacidad de reserva e incluso la capacidad de transmisión y congestión del sistema de transporte a través de un algoritmo computacional. El ejemplo más destacado de un modelo tipo pool es el establecido por PJM en los estados de Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland. La mayoría de las contra-partes europeas optaron por implementar un modelo de mercado bilateral descentralizado, que se basa en varios mercados no coordinados explícitamente. La idea principal detrás del modelo de mercado bilateral es crear un mercado abierto y no discriminatorio fomentando mecanismos de mercado con condiciones equitativas para la celebración de contratos por diferentes volúmenes de energía. Los participantes individuales en el mercado pueden decidir libremente cómo interactuar, por ejemplo, a través de operaciones bilaterales con otro participante o a través de un mercado tipo *exchange* o de intercambio. Como resultado, en Alemania, Reino Unido, entre otros, existen mercados separados para la energía programada (scheduled energy market), las reservas operativas (servicio de reservas para control de desbalances) y el equilibrio de la energía (mecanismos de balance o mercados de ajustes intra-diarios).

A continuación, se desarrolla en forma general la estructura de un mercado mayorista y los mercados auxiliares de balance donde se ofrecen servicios o productos para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Más adelante en este documento se describen en profundidad los mercados eléctricos de PJM, Reino Unido y Alemania, describiendo la estructura básica de su



modelo de funcionamiento, haciendo principal hincapié en los mercados de servicios auxiliares. Se resaltan principalmente las posibilidades en las cuales un gran consumidor final con capacidad de flexibilidad puede ofertar y brindar servicios al Operador del sistema.

## 2.2. Mercado mayorista de electricidad

El mercado eléctrico mayorista está diseñado para que grandes generadores, consumidores y comercializadores o proveedores regulados de energía compren o vendan energía en un mercado estructurado y abierto [2, 4]. Este mercado está compuesto a su vez por varios sub-mercados, cada uno con finalidades distintas y con una señal de precios independiente que es utilizada por los generadores y los consumidores (o proveedores de servicios eléctricos) como base para la planificación de sus operaciones. El operador del sistema y/o del sistema de transmisión utiliza además algunas herramientas o productos particulares de los sub-mercados del mercado mayorista para corregir las desviaciones del consumo real frente a lo planificado, utilizando diferentes escalas de tiempo como se muestra en la Figura (3) (este proceso se detalla más adelante en esta sección.). Todos estos sub-mercados se basan en la promoción de la competencia para garantizar que el juego entre oferta y la demanda se establezca de la forma más rentable posible. Particularmente, el mercado eléctrico remunera no solo la generación de energía volcada al sistema, sino también la capacidad disponible.

A diferencia de otros bienes o *commodities*, la electricidad está limitada por la capacidad de su infraestructura de red, el medio de transporte del servicio, y particularmente porque es sustancialmente difícil de almacenar [6]. Aunque existe algunas variantes para el almacenamiento a nivel residencial y de clientes a pequeña escala, el almacenamiento a nivel de grandes volúmenes es muy limitado. Estas tecnologías están aún poco desarrolladas y son extremadamente caras y difícilmente amortizables con los precios y estructuras de los mercados actuales y es por esto que la energía debe ser generada en forma instantánea en el momento en que será consumida. El resultado de este modo de operación es que los precios de la electricidad fluctúen a lo largo del día. Cuando hay mucha capacidad de generación disponible y poca demanda, los precios tienden a la baja. Sin embargo, cuando hay escasez de generación o una alta demanda (momento del pico de la demanda) los precios generalmente son altos, y en ocasiones pueden dispararse considerablemente. Esta relación entre la demanda y la generación, y por ende los precios, pueden variar relativamente rápido a lo largo del día y en sus diferentes sub-mercados como se muestra en la Figura (2).

Debido a la alta volatilidad de los precios instantáneos de la electricidad, se estructuran diferentes sub-mercados de intercambio con distintos periodos de tiempo entre la compra del producto y su ejecución o entrega física. Ciertos volúmenes de electricidad pueden ser contratados con varios años

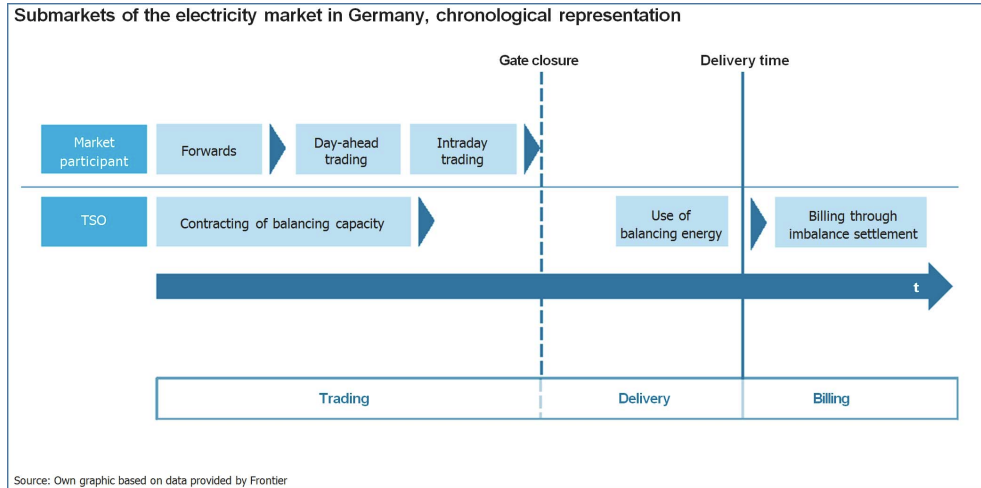


Figura 2: Representación cronológica de los diferentes sub-mercados mayoristas de electricidad.

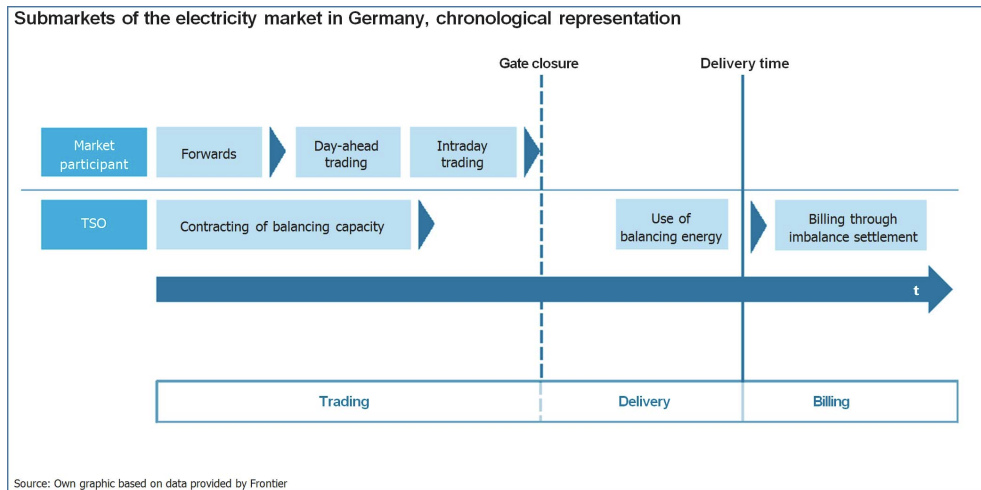


Figura 3: Volatilidad de precios de la energía en los mercados day-ahead y real-time de PJM (fuente web para el día 04/11/19).

de antelación (mercados a futuro) mediante la celebración de contratos bilaterales a largo plazo entre consumidores y generadores. Otra posibilidad es que el operador del sistema brinde incentivos económicos en forma directa o mediante algún mecanismo de mercado de forma de asegurar la capacidad de generación a futuro. De esta forma un agente del mercado puede blindarse o evitar el riesgo intrínseco en la volatilidad de los precios del producto en los mercados diarios, tomando como base las predicciones de crecimiento de la demanda a largo plazo. A medida que se acerca el día de operación o despacho, los volúmenes reales de consumo y generación se pueden predecir con mayor precisión, por lo que el mercado spot a corto plazo puede dividirse en dos mercados con diferentes horizontes de tiempo: los mercados de día a día o day-ahead y el/los mercados intra-diario. Una descripción cronológica ilustrativa de las etapas del mercado mayorista puede verse en la Figura (3). En la imagen se representa un orden cronológico de estos sub-mercados del mercado mayorista y además quienes son los agentes encargados que participan y dirigen estos mercados.

En los sub-mercados del mercado mayorista, en los cuales se comercializa grandes volúmenes de energía, las transacciones por este producto se pueden realizar mediante contratos bilaterales o over-the-counter (OTC), mediante mercados organizados tipo pool, o una mezcla de ambos. En el intercambio mediante contratos OTC, los dos socios comerciales acuerdan el precio y la cantidad entre ellos. Incluye contratos a largo plazo, comparables al mercado de futuros, y contratos a muy corto plazo comparables al mercado spot o intra-day. Los actores o participantes del mercados tipo pool o de intercambios conocidos como day-ahead comercializan la energía para el siguiente día de operación. Las ofertas de generación y consumo especifican el importe y el momento de suministro (generalmente la hora en la que se efectuará la entrega) y deben presentarse antes del cierre del mercado o gate-closure. Los intercambios establecidos conforman el precio del mercado para cada hora del día siguiente, generando una referencia de precio para el día de operación.

El precio del mercado mayorista es el precio básico de despacho de electricidad, el cual es comercializado a través de un mercado estructurado del tipo *exchange* o bolsa de valores (un tipo de mercado pool), o mediante contratos over-the-counter (contrato entre partes). El precio en el *exchange* se establece en el punto donde la oferta y la demanda se equilibran. Las instalaciones que generan electricidad con costos variables más bajos se despachan primero (orden económico de las ofertas), minimizando el costo del suministro de electricidad. El precio de la electricidad en el *exchange* generalmente corresponde a los costos variables de la instalación generadora más costosa que es necesario despachar (siempre sujeto a restricciones técnicas de funcionamiento de la red y de los recursos generadores despachados). Este recurso de generación se conoce como el generador marginal, mientras que el precio en la bolsa es el precio de costo marginal del recurso que margina.

La remuneración en los distintos mercados se basa en la energía que se vuelca a la red pero también en la capacidad que los distintos recursos mantienen disponibles en el sistema en caso de ser necesario su despacho. En los mercados tipo spot, sólo se comercializa volúmenes de energía que serán posteriormente generados y volcados a la red. Explícitamente, el mercado eléctrico recompensa la disponibilidad de capacidad, por ejemplo, en los mercados destinados a la provisión de servicios de reservas y balance, entre otros.

### **2.3. El mercado de servicios auxiliares**

Dada su naturaleza instantánea y que concierne a todo el sistema eléctrico, la frecuencia eléctrica del sistema es el principal indicador del estado de operación del sistema eléctrico. Si la frecuencia del sistema se desvía significativamente de su valor nominal, se producirán inestabilidades y fallas de funcionamiento en el sistema y, en casos extremos, cortes de aprovisionamiento. Por lo tanto, mantener el balance continuo entre la demanda y la generación es de suma importancia para que el sistema eléctrico funcione correctamente. Sin embargo, los desequilibrios ocurren todo el tiempo. El consumo cambia continuamente y de forma poco predecible. Los clientes residenciales están encendiendo y apagando electrodomésticos y los grandes clientes industriales podrían tener cambios repentinos en su perfil de consumo. También pueden producirse fallos en las centrales de generación eléctrica o errores de predicción de generación en las fuentes renovables, lo cual resulta en déficit instantáneos en el suministro. Con la creciente proporción de energías renovables (por ejemplo, eólica y solar), su producción intermitente se convierte en una fuente creciente de desequilibrios inesperados. Además, una falla en una línea de transmisión puede dar lugar a desequilibrios opuestos en ambos lados de la falla.

Para resolver y asegurar el correcto funcionamiento antes estos inconvenientes, los operadores de la red de transmisión y del sistema deben hacer usos de servicios de capacidad de reserva y flexibilidad para poder corregir en forma instantánea estos desbalances. Para esto se genera un mercado en donde los participantes ponen a disposición su capacidad de flexibilidad, tanto del lado de la demanda como de la de generación. Los Operadores de la red deben reservar y mantener en servicio la capacidad suficiente para poder prevenir diferentes fallas o errores de pronóstico asegurando la estabilidad del sistema, y en caso de ser necesario hacer uso de estos recursos reservados para contrarrestar los desbalances instantáneos entre generación y demanda.

## 2.4. ¿Qué es la respuesta de la demanda y flexibilidad?

**Demand Response (DR):** ofrece un método alternativo para resolver el continuo crecimiento del consumo de electricidad y la inversión moderada en nuevas unidades de generación de energía diseñadas para satisfacer las cargas o inversiones máximas en la infraestructura de red (principalmente en distribución). En términos económicos, DR realiza esta tarea haciendo que la curva de demanda de electricidad sea más elástica y flexible; permite esencialmente a los consumidores ser más sensibles a los precios. Según la FERC, DR se puede definir como:

*“Changes in electric usage by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.”<sup>2</sup>.*

La FERC promueve la disponibilidad de programas para DR, los cuales pueden dividirse básicamente en 2 sub-grupos: (1) “Incentive-Based Programs” and (2) “Time Based Programs”<sup>3</sup>.

Utilizar el perfil de demanda como un recurso de capacidad, la posibilidad de interrumpir el abastecimiento en caso de emergencia o el control directo de las cargas de un cliente por parte del operador son los tres programas principales del sub-grupo Incentive-Based Programs, mientras que Time-of-Use o tarifas horarias es por lejos el programas más desarrollado para el sub-grupo Time-Based Programs.

**Eficiencia energética:** La eficiencia energética consiste en un consumidor instalando aparatos eléctricos más eficientes o implementando sistemas/procesos más eficientes que están por fuera de los códigos de construcción de los edificios u otros estándares. Un recurso de energía eficiente debe alcanzar o lograr un reducción en su demanda en forma continua y permanente. Las medidas de eficiencia energética se pueden implementar en forma plena durante todo el año de servicio sin necesidad de previo aviso, envío o intervención del operador del sistema.

**¿Cuál es la diferencia entre un recurso con respuesta a la demanda y un recurso con eficiencia energética?:** Un recurso con capacidad de DR puede reducir su demanda de electricidad en caso de ser notificado; esto significa para el operador del sistema que el recurso es despachable. Un recurso de DR debe ser capaz de reducir su demanda de electricidad hasta 10 veces por año [7], siempre que sea convocado por el operador o en caso de que no sea convocado, debe demostrar su habilidad para recortar su

---

<sup>2</sup>FERC webs: Reports on Demand Response & Advanced Metering. Source: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp> (acceso julio 2019)

<sup>3</sup>FERC: 2012 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report, December 2012, Page 21. Source: <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-20-12-demand-response.pdf> (acceso julio 2019)

demanda mediante distintos test de performance. Un recurso con eficiencia energética puede reducir su demanda de electricidad a través de una medida de eficiencia de energía que no requiere ninguna acción adicional por el consumidor. Los recursos de eficiencia energética pueden participar en las subasta del mercado de capacidad durante un máximo de cuatro años, pero no son considerado con unidades despachables, no pudiendo participar en los mercados de energía.

Con este concepto de DR es que surge la posibilidad de que un gran consumidor o un agregador de cargas (controla una variedad de cargas distribuidas, sin embargo operan y actúan como una única entidad en el sistema) que sea capaz de modular su perfil de demanda acorde a las necesidades del sistema puede brindar servicios al sistema eléctrico [8]. En el resto del documento se hace una recopilación de los detalles técnicos de algunos mercados eléctricos poniendo énfasis en los mercados de servicios auxiliares o de reservas y resumiendo las posibilidades donde un consumidor con capacidad para controlar su demanda puede brindar servicios.

### **3. Mercado eléctrico de PJM**

El sistema interconectado de PJM es una organización regional del sistema de transmisión (Regional Transmission Organization - RTO) que coordina las operaciones y movimientos de grandes volúmenes de energía, controlando y supervisando los sistemas de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia [9]. El centro de control de PJM programa, pronostica y coordina la operación de las unidades generadoras, transacciones bilaterales entre agentes y el mercado spot de energía, manteniendo en todo momento el balance entre generación/demanda mediante el uso de distintos servicios. Se trata de un modelo organizado alrededor de un regulador de mercado, un operador técnico de las redes (Transmission/Distribution System Operator – TSO/DSO) y un Operador económico (Market Operator) del sistema. El mercado diario, como parte integrante del mercado de generación de energía eléctrica, tiene por objeto organizar las transacciones por volúmenes energía para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra/venta por parte de los agentes del mercado. Si bien, generadores y compradores pueden pactar un intercambio bilateral independiente al mercado (validando y publicando la transacción al operador técnico de PJM), lo habitual es que la mayor parte de los participantes acudan al pool (mercado) para realizar sus compraventas. El precio de casación (clearing prices) se hace hora a hora y para cada día de operación. PJM ordena las ofertas recibidas por generación y demanda de menor a mayor precio por MWh, realizando una validación de las restricciones físicas y técnicas de la red.

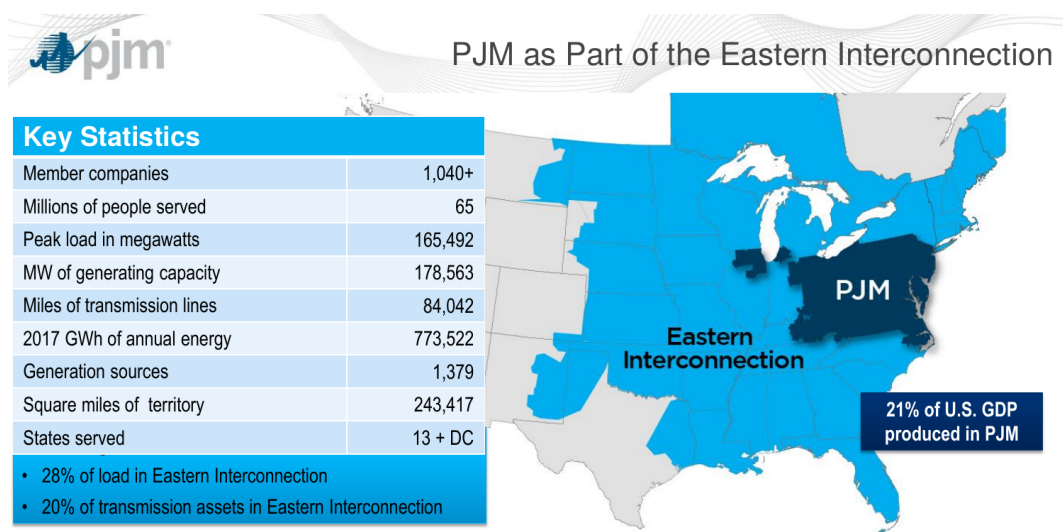


Figura 4: Área de control y operación del mercado interconectado de PJM.

La casación del mercado de energía (market clearing) es marginalista, donde se cruzan ambas curvas agregadas (demand-supply como se muestra en la Figura 5) se establece el precio de casación para ese día y hora al cual se venderán y comprarán las ofertas de generación que hubieran quedado por debajo y las ofertas por demanda que hayan quedado por encima de ese valor. A nivel general, los diferentes sub-mercados de PJM se han caracterizado por la promoción e incentivos para la participación de servicios de características DR, marcando la importancia de su integración a un mercado en pleno funcionamiento, así como el efecto que tienen en la operabilidad y confiabilidad de la red. El propósito de estas reglas es permitir que los recursos de demanda bajo la dirección y control de los Proveedores de Servicios de Corte (CSP por sus siglas en inglés) participen en los diversos mercados de PJM. Los CSP son miembros o agentes que participan en los mercados de PJM agregando o representando a los recursos de demanda flexible. En esta sección se presenta la estructura de funcionamiento del mercado de PJM y se profundiza en los servicios disponibles para la participación de estos recursos con características de demanda flexible.

### 3.1. Participantes del mercado de PJM

Participantes [7]:

- The Internal Market Buyers' dispatching responsibilities include: Satisfying its Regulation obligation from its own resources,
  - By contractual arrangement with another PJM Member, or,
  - By purchases from the PJM Energy Market

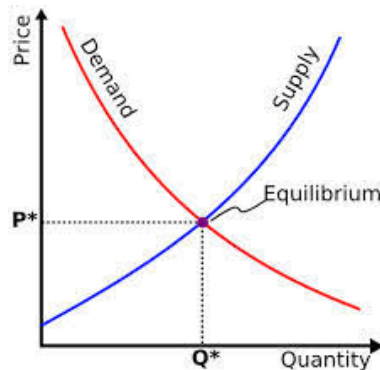


Figura 5: Market clearing entre la generación y demanda.

- Market Sellers dispatching responsibilities include: Ensuring each Capacity Resource complies with energy dispatching signals and instructions that are issued by PJM, and, Complying with Regulation signals and instructions that are issued by PJM.
- Load Serving Entity (LSE) is any entity that has been granted authority or has an obligation pursuant to state or local law, regulation, or franchise to sell electric energy to end-users that are located within the PJM RTO. An LSE may be a Market Buyer or a Market Seller.
- Curteilmnt Service Provider (CSP) – Miembro de PJM que actua en representación de un usuario final que desea participar en algún mercado en algunos de sus sabores de DR.
- Electric Distribution Company (EDC) – Son miembros de PJM que son dueños o operan instalaciones de distribución utilizadas para proveer servicios de distribución de electricidad a cargas eléctricas o usuarios finales dentro del área de operación de PJM.

Un consumidor final en el área de control de PJM no puede participar directamente en el mercado mayorista de PJM, con la salvedad que se registre como un LSE o CSP, o siendo representado por cualquier de estas dos entidades actuando como un agregador de usuarios. Un CSP puede ser cualquier LSE, cualquier EDC o cualquier tercero (miembro de PJM) especializado en administrar recursos de DR. La Figura 6 muestra un esquema de la estructura de los sub-mercados presentes en el mercado mayorista de PJM.

### 3.2. Mercados estructurados de PJM

El mercado mayorista de PJM puede dividirse en 3 etapas con horizontes de tiempos bien definidos y un mercado o instrumento financiero para



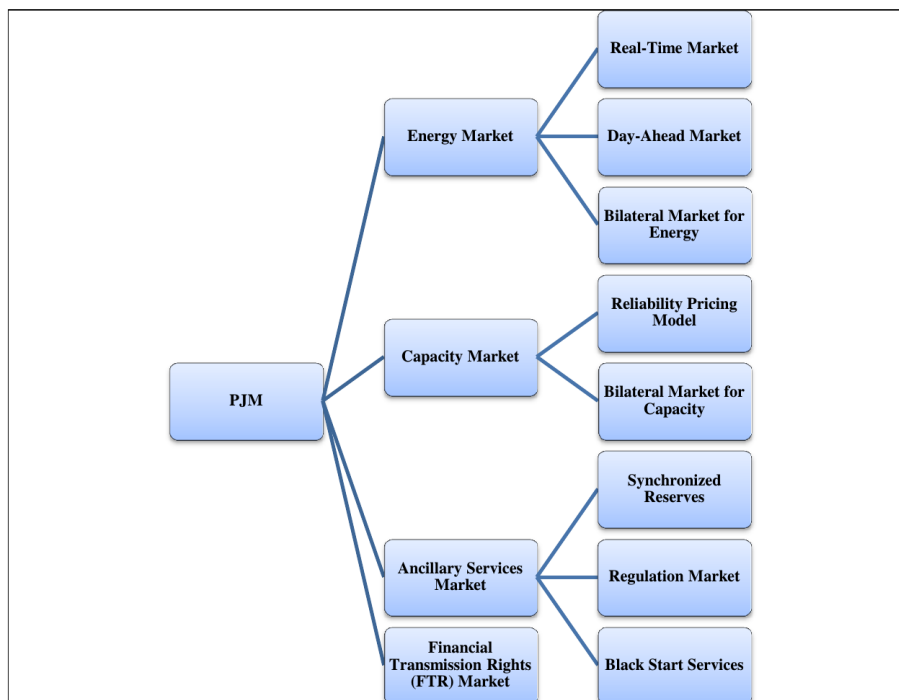


Figura 6: Estructura del mercado de electricidad de PJM.

asegurar el uso de parte de la capacidad operativa de las red física como muestra en la Figura 6 [7, 10].

- Mercado de energía de PJM
  - Función: Asegurar el aprovisionamiento de energía eléctrica a la demanda en tiempo real y en el corto plazo.
  - Incluye los mercados : Real-Time y Day-Ahead.
  - Proporción del costo mayorista de la energía: 63 % (2018).
- Mercado de capacidad
  - Función: Asegurar la disponibilidad de capacidad para abastecer la demanda en el futuro (tres años hacia adelante).
  - Proporción del costo mayorista de la energía: 20 % (2018).
- Mercado de servicios auxiliares
  - Función: Ayuda a equilibrar y el sistema a medida asegurando el balance entre la generación de recursos y la demanda de los consumidores.

- Incluye los mercados de: Regulación de frecuencia, Reservas, blackstart.
- Proporción del costo mayorista de la energía: 5 % (2018).

### 3.2.1. Mercado de Capacidad

El mercado de capacidad, también llamado Modelo de Precios de Confiabilidad (RPM por sus siglas en inglés), tiene como objetivo la previsión de incentivos financieros hacia los generadores (Suppliers), y más recientemente la demanda, como forma de asegurar la capacidad de generación en el futuro y permitir la introducción de nuevas inversiones en capacidad. PJM asegura esta capacidad exigiendo a las empresa de servicios públicos (Utility) o a los proveedores locales de electricidad (Retailers o LSE por sus siglas en inglés) a prever los recursos necesarios para satisfacer la demanda de sus consumidores más un monto de reserva. Los proveedores o LSE's, pueden cumplir con este requisito con capacidad de generación (generadores) propia, mediante la compra de capacidad a otros (contratos o acuerdos bilaterales) o mediante el mercado de capacidad de PJM participando mediante un mecanismo de subastas.

En las RPM, los recursos u opciones incluyen no sólo la instalación de nuevas estaciones generadoras, sino también acciones de respuesta a la demanda y las medidas de eficiencia energética de los consumidores para reducir su demanda de electricidad. El propósito de este mercado es asegurar señales de precios a largo plazo para atraer (y retener) inversiones en generación y recursos con demanda flexible que acompañen el crecimiento de la demanda en el tiempo dentro del área de control de PJM. El RPM consiste en múltiples subastas (auction) las cuales se celebran en un periodo de 3 años antes de que los entidades ganadoras implementen la ejecución de la capacidad acordada en la subasta. Además, el RPM permite que se realicen acuerdos bilaterales entre partes en un mercado bilateral, esto les da a los Load Service Entities (LSE) la oportunidad de firmar acuerdos o contratos de compromisos por capacidad fuera del proceso de subasta. Además, el mercado bilateral ofrece a las LSE la oportunidad de cubrirse y acordar precios diferentes a los precios resultantes de las subastas.

### 3.2.2. Mercado de Energía

Al igual que el mercado de capacidad, los mercados de energía operan como mercados de futuros pero son utilizados por el operador (RTO) para asegurar la capacidad de generación de energía suficiente para le día de operación. Este mercado opera en una base de tiempo con dos horizontes diferentes: una de 24 horas antes o mercado Day-ahead, y otro de 1 hora antes o mercado Real-time.

El mercado de balance de Energía de PJM presenta una estructura de un mercado de valores, en el cual los participantes generan ofertas de precios por volúmenes de generación y consumo de energía, estableciendo un precio único posterior al cierre de la presentación de las ofertas (gate closure). El operador del mercado recibe las ofertas de todos los generadores que, mediante un proceso de optimización (costos y restricciones físicas), analiza y fija los precios que cierran el mercado (clearing prices) igualando la oferta y la demanda. Este sistema está basado en Locational Marginal Prices (LMP), de forma que el operador hace un cálculo de los LMP para cada uno de los más de 2000 nodos sobre los que opera. El LMP refleja el valor de la energía en un lugar geográfico determinado (nodo) y a la hora a la que será entregada la energía. De este modo, si el precio más bajo de energía puede alcanzarse en todos los nodos, los precios a lo largo de toda la red serán los mismos. Si existiera congestión en alguna parte de la red, la energía no podría circular libremente sobre esta. En este caso, a estos lugares de demanda se requerirá enviar energía más cara proveniente de generadores más caros ubicados generalmente próximos a los puntos de congestión, lo que incrementará los LMP de esa zona.

**Mercado Day-Ahead:** este mercado de precios a futuro o forward es utilizado para determinar que generadores serán seleccionados (scheduled) para operar durante cada hora del día siguiente (día de operación) y cuanta energía deben inyectar a la red. Esto se logra mediante un ajuste entre la generación disponible y la proyección o estimación de demanda para el día siguiente. A partir de esta operación de casación de ofertas, una vez que se cierra el mercado para la presentación de ofertas, se calculan los LMP para cada hora del siguiente día con base en las ofertas de generación y de demanda estimada por LSEs, y posteriormente por los contratos bilaterales acordados entre partes.

como sucede en otros mercados en PJM, el mercado de energía day-ahead está desarrollado para minimizar el costo total de producción (con base económica) sujeto a ciertas restricciones físicas de la red y de los generadores. Para esto es necesario pasar los datos del mercado al modelo de la red, realizar el despacho económico, calcular el flujo óptimo de carga y aplicar un análisis de contingencias. De esta forma se aseguran las condiciones de seguridad de las ofertas realizadas o casadas. Por otra parte, este mercado se basa en los precios LMP horarios fijados para el día siguiente de operación. Por lo tanto, para cada hora del día siguiente, la demanda paga su respectivo LMP en el mercado mayorista y de igual manera el generador cobrará su LMP para esa hora. El propósito de este mercado es fijar un precio a futuro de la energía de manera de dar certezas tanto a los generadores como a los proveedores de energía, blindándolos contra la volatilidad de los precios de la energía en un mercado en tiempo real.

**Real-Time Market:** El mercado en tiempo real (Real-Time Market) es

un mercado tipo spot en el que se calculan nuevos LMP para intervalos de cinco minutos, basados en las condiciones actuales de la red. Su función principal es la de equilibrar el mercado, haciendo que la demanda instantánea se compense con la generación. Este mercado de ajuste permite corregir las desviaciones o desbalances entre generación/demanda con un horizonte de una hora en el futuro, donde se puede tener más certidumbre de cual será la demanda y ajustar las previsiones hechas en el mercado day-ahead. Al igual que el mercado day-ahead, se basa también en la recepción de ofertas por consumo o recorte de demanda basándose en el estado actual de la red y las desviaciones imprevistas con respecto a la planificación del mercado del día anterior, generando un nuevo precio de desbalance llamado Real Time LMP. Los proveedores de energía en el mercado minoristas son compensados/recargados tomando como referencia los RT-LMP para cualquier cantidad de demanda que se encuentre por debajo/encima de la demanda planificada (estimada) en el mercado del día anterior. A su vez, también los generadores serán recargados/compensados con el desbalance de generación acordado en el mercado del día anterior (day-ahead). Como comentario final, los recursos con capacidad de DR pueden participar en cualquier de los dos mercados para el cual cada uno de ellos tiene su propio Economic Load Response Program con las características y restricciones necesarias para participar en él.

PJM también opera el mercado Day-Ahead Scheduling Reserve. Este mercado opera de igual manera que los mercados Day-Ahead y Real-Time y tiene la finalidad de asegurar que existan reservas de energía disponibles por un periodo menor a 30 minutos para paliar problemas inesperados en el sistema durante un día de operación.

#### ***Porqué existe un mercado de capacidad separado al de energía?***

PJM debe mantener la red eléctrica operando en equilibrio, asegurando que haya una generación adecuada de electricidad para satisfacer la demanda en todos los lugares de la región, tanto en tiempo real como en el futuro. Los mercados de PJM de energía y de servicios auxiliares ayudan a mantener el equilibrio en el corto plazo, mientras que el mercado de capacidad de PJM tiene como objetivo mantener y asegurar el sistema equilibrado en el futuro. Los recursos de capacidad, incluso si operan con poca frecuencia, deben recibir ingresos suficiente (revenue) para cubrir sus costos de disponibilidad. Los pagos por capacidad proporcionan un flujo de ingresos para el mantenimiento preventivo, para mantener los recursos actuales en funcionamiento y para la instalación de nuevos recursos. Los inversores necesitan señales de precios a largo plazo con la seguridad suficiente para fomentar el mantenimiento y el desarrollo de los recursos de generación, transmisión y demanda. El mercado de capacidad es el encargado de generar una señal de precios a largo plazo atractiva para las inversiones, necesario para asegurar la confiabilidad del aprovisionamiento en la región de operación de PJM.

### 3.2.3. Mercado de servicios auxiliares

Los servicios auxiliares son utilizados por el operador del sistema de transmisión (PJM-RTO) para balancear la red de transmisión con el objetivo de llevar la energía desde las fuentes de generación hacia las fuentes de consumo [11]. Básicamente los servicios de respuesta de frecuencia o control de frecuencia se diferencian por el tiempo de respuesta ante un inconveniente y su naturaleza de operación. Para esto, el operador utiliza dos servicios o herramientas: servicios de regulación de frecuencia (respuesta instantánea); y servicio de reservas (decenas de minutos en responder); y servicios de arranque independiente o Blackstart. Estos servicios son utilizados en forma conjunta para mantener el sistema equilibrado aunque tienen roles diferentes. La regulación es utilizada para el control de pequeños desequilibrios entre la generación y la demanda, ajustándose hacia ambos lados de la escala. Las reservas son utilizadas para recuperar grandes desbalances de energía entre generación/demanda que se prolongan en el tiempo (desde algunos minutos hasta horas), las cuales pueden deberse a la pérdida de un gran generador o la caída de una línea de transmisión, resultando en un gran salto de frecuencia. PJM utiliza un mercado con mecanismos de oferta para proveer servicios auxiliares, con el propósito de mantener la operabilidad de la red minimizando costos económicos bajo supervisión de contingencias operativas (restricciones físicas de la red y de los generadores). Se compone básicamente de tres servicios: Servicios de reservas, Regulación y servicios de Blackstart.

- *Las reservas sincronizadas* son recursos que proporcionan energía a la red si hay una escasez de generación debido a un evento inesperado u otra interrupción a corto plazo en el suministro. Normalmente, este servicio lo proporcionan generadores o cargas que ya están proporcionando servicios a la red y tienen la capacidad de aumentar/bajar rápidamente o servicios que se encuentran en stand-by y pueden sincronizarse en forma rápida para ayudar a que la red vuelva a equilibrarse.
- *El servicio de Regulación* actúa para proporcionar a la red una mayor estabilidad equilibrando la frecuencia, balanceando en forma instantánea la generación y la demanda. Este servicio normalmente es proporcionado también por generadores o cargas que ya están proporcionando servicio a la red y pueden alterar su perfil de consumo o generación siguiendo una señal de control proporcionada por el operador.
- *Los servicios de Blackstart* suministran energía a la red en el improbable caso de que el sistema falle y se pierda toda la energía en el sistema (los generadores convencionales salen de funcionamiento como medida de protección). Este servicio es proporcionado por generador.

res en stand-by que pueden ayudar a restaurar la red a las condiciones normales de funcionamiento.

En estos mercados, PJM utiliza también un sistema de oferta de precios y cantidades con un sistema de scheduling (calendarios) similar a los mercados de energía. El mercado de servicios auxiliares proporciona los mecanismos mediante los cual los miembros de PJM pueden presentar ofertas para proporcionar estos servicios, con productos bien definidos, y el operador puede despachar los recursos disponibles al menor costo. Los proveedores (Suppliers, DR resources) pueden participar en varios mercados en forma simultánea. Por ejemplo, un generador con capacidad de 100 MW puede ofertar 80 MW en el mercado day-ahead, 10 MW en el mercado real-time y 5 MW en los mercados de regulación y de reservas. Por lo tanto, si bien el precio day-ahead o real tiene se conocen a menudo como “el” precio del mercado de la electricidad, en realidad hay muchos precios diferentes en los diferentes mercados operados por PJM en un momento dado, cada uno de los cuales representa un tipo diferente de servicio ofrecido al operador.

#### **3.2.4. Mercado Financiero de Derechos de Transmisión (FTR)**

Los derechos de transmisión financiera o los FTR permiten a los participantes en el mercado compensar las pérdidas potenciales (blindarse frente al riesgo de la volatilidad de precios) relacionadas con la variación de precios de los LMP debido a posibles congestiones. Los FTR son un contrato financiero que da derecho al titular de la FTR a un flujo de ingresos (o cargos) basado en las diferencias de precios day-ahead hourly congestion price generadas a lo largo de una “ruta” de energía. Es importante tener en cuenta que los participantes en el mercado de FTR no necesitan estar comprando o vendiendo electricidad. Las FTR son un método para evitar los cargos por congestión asociados con los LMP de PJM. Este sistema ofrece a los participantes la capacidad de tener mayor certeza con respecto a los precios de la entrega de energía a largo de la red.

### **3.3. Programas disponibles de DR en PJM**

La respuesta a la demanda es el acto de gestionar la demanda de tal manera que los consumidores de electricidad pueden cambiar sus patrones de demanda habituales en respuesta al precio de la electricidad o cuando el sistema eléctrico está enfrentando un evento de emergencia (FERC)<sup>4</sup>. Es probable que esta capacidad de reducir la demanda en momentos de estrés en el sistema tenga importantes beneficios ambientales y económicos. Esto se debe

---

<sup>4</sup>FERC webs: Reports on Demand Response & Advanced Metering. Source: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>

a que reduce la necesidad de construir nuevas infraestructuras de generación de energía y/o líneas de transmisión que pueden ser costosas y también reducir la necesidad de despachar generadores de energía eléctrica costosos y contaminantes. Más allá de los beneficios ambientales y económicos potencialmente amplios y bien comprendidos de la gestión de la demanda, es probable que los consumidores estén más interesados por el potencial de ingresos que representa la participación en este mercado [12]. Los mercados requieren que tanto la oferta como la demanda funcionen eficazmente. El lado de la demanda de los mercados mayoristas de electricidad está subdesarrollado. Los mercados mayoristas de energía serán más eficientes cuando la demanda se vuelva más funcional sin depender de programas especiales para asegurar su participación.

Entre los programas orientados a los recursos que proveen capacidad de DR se encuentran: *economic demand response* (economic price-responsive resources), *emergency and pre-emergency demand response* (demand resources), *Price Responsive Demand* (PRD), reservas sincronizadas y regulación, como se muestra en la Figura 7 [13, 10]. El programa Emergency Load Response funciona dentro del mercado de capacidad, mientras que el programa Economic Load Response se divide en programas (o productos) que operan dentro de los mercados de energía y de servicios auxiliares. Es importante hacer una distinción entre capacidad y energía al pensar en cómo PJM ha estructurado sus programas de DR. En resumen, la capacidad es la voluntad y la disponibilidad de proporcionar electricidad en términos de generación o reducción, mientras que la energía es la cantidad real de energía generada o no consumida (en función de una base pronosticada) durante un momento determinado. El Programa Emergency Load Response se basa en compromisos u obligaciones adquiridos a través del mercado de capacidad, en el cual los recursos con capacidad de DR son convocados para reducir su demanda durante un periodo de tiempo acordado cuando el sistema se encuentra en condiciones de emergencia. Los recursos dentro de este programa se conocen normalmente como recursos de capacidad. Alternativamente, el Programa de Economic Load Response opera en el mercado de energía y de servicios auxiliares, ofreciendo a los participantes la oportunidad de reducir/aumentar su demanda en respuesta a una señal de precios económicos.

En todos los programas de DR, los CSP son empresas que inscriben clientes que tienen la capacidad de modular su carga o perfil de consumo. Después de que se produce un evento de DR, PJM compensa a los CSP por las reducciones de carga de sus participantes y los CSP a su vez compensan a sus participantes. Solo los CSP son elegibles para participar en los programas de respuesta a la demanda de PJM, pero un participante puede registrarse como miembro especial de PJM y convertirse en un CSP sin ningún costo adicional.

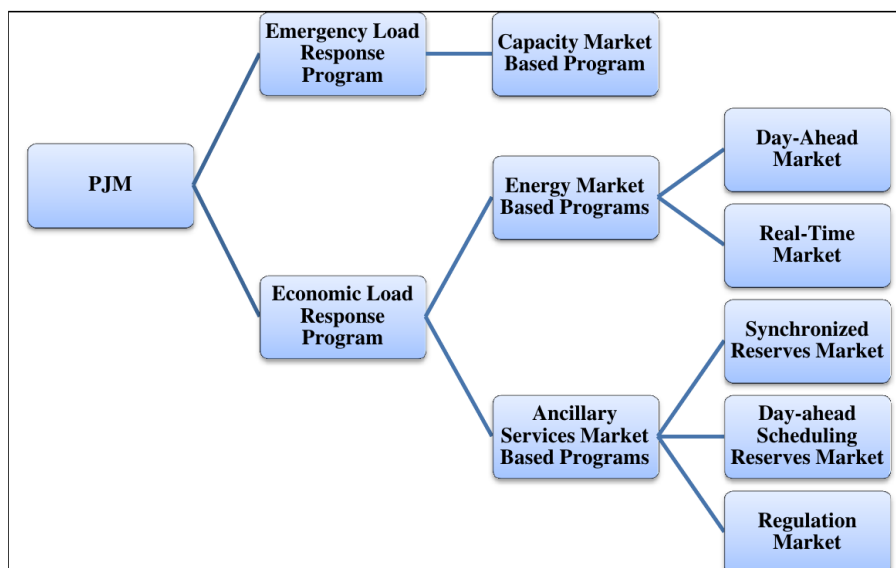


Figura 7: Programas disponibles de PJM orientados a recursos de DR [7].

### 3.3.1. Programa Emergency Load Response

Este programa está diseñado para generar un mecanismo por el cual un usuario final, con capacidad de controlar cierta parte de su demanda, pueda ser compensado por PJM por reducir su demanda (un cantidad acordada por contrato) durante un evento de emergencia en la red. Este programa entra en la categoría de servicios de capacidad y su forma de participación es mediante licitaciones donde se presentan ofertas de capacidad a determinado precio. Las licitaciones, una vez asignada, tiene un plazo de 3 años para entrar en funcionamiento. Ante un evento o posibilidad de un evento de emergencia, el operador convoca a los recursos a disminuir su demanda en un determinado instante y una cantidad acordada. PJM define estos eventos de emergencia de la siguiente manera<sup>5</sup>:

*“An Emergency is an abnormal system condition requiring manual or automatic action to maintain system frequency, or to prevent loss of firm load, equipment damage, or tripping of system elements that could adversely affect the reliability of an electric system or the safety of persons or property; a fuel shortage requiring departure from normal operating procedures in order to minimize the use of such scarce fuel; or a condition that requires implementation of emergency procedures as defined in the PJM Manuals.”*

Los programas *Emergency and Pre-Emergency Load Response* les per-

<sup>5</sup>Acorde al manual 35 de PJM: Definitions and Acronyms



mite a los recursos reducir su demanda durante los momentos en que el sistema se encuentra en un estado de emergencia, recibiendo compensación económica como retribución.

- Los recursos DR inscriptos en la opción *Energy only* del programa *Emergency Load Response* se definen como los recursos de DR que reciben solo un pago por reducción de energía.
- Los recursos de DR inscriptos en la opción Full Emergency Load Response se definen como los recursos de DR que reciben retribución por reducción de energía y por servicios de capacidad disponible.
- Los recursos de DR inscriptos en la opción *Capacity only Emergency Load Response* se definen como los recursos de DR que reciben retribución por servicios de capacidad.

### **3.3.2. Programa Price Responsive Demand**

En el programa Price Responsive Demand (PRD) pueden participar diferentes cargas con capacidad de responder de manera automática a los cambios de precios de la energía (LMP). El plan PRD es proporcionado por un miembro de PJM que representa a los clientes minoristas que tienen la capacidad de reducir predeciblemente su consumo en respuesta a los cambios en los precios del mercado mayorista. En el mercado de capacidad de PJM, un Proveedor de PRD puede voluntariamente comprometerse o asegurar una cantidad de demanda que podría reducir de su consumo en respuesta al precio de la energía en tiempo real durante un año de operación.

Mediante el desarrollo y avance en nueva tecnología y los cambios de comportamiento (capacidad flexibilidad y automatismo), algunos consumidores son capaces de modificar su demanda acorde a la volatilidad/variabilidad de los precios de la energía reflejada en el mercado mayorista de manera automática, sin que estos deban ser avisados de forma centralizada por PJM y sin la necesidad de presentación de ofertas por reducción de demanda en los distintos sub-mercados. Dada la relación entre las estructuras dinámicas de los precios del mercado minorista y los precios del mercado mayorista, esta capacidad de respuesta frente a la volatilidad de los precios es predecible y puede tenerse en cuenta por el operador en el diseño y las operaciones del mercado mayorista como se muestra en el ejemplo de la Figura 8, reduciendo la necesidad de mayor requerimiento en capacidad. Esta reducción predecible de la demanda en respuesta a los cambios en los precios mayoristas se conoce como demanda sensible a los precios (PRD). Aunque El PRD no es directamente despachable por el operador, la respuesta automatizada de los clientes a los precios de la energía en tiempo real puede producir una curva de demanda predecible en función del precio.

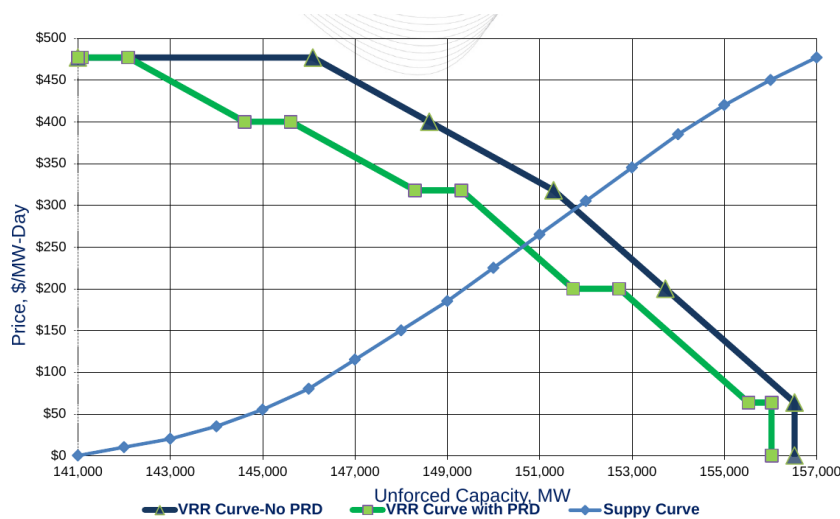


Figura 8: Programa PRD de PJM.

El programa PRD entra en la modalidad de recurso de capacidad, con sus respectivos plazos de ejecución; licitación anual y con entrega a 3 años una vez asignada. La presentación de las ofertas para la participación de las subastas correspondientes del servicio debe realizarse mediante la intermediación de un proveedor PRD (CSP, EDC, or LSE) que representa a los clientes que reducirán su demanda en función del precio del mercado.

- La carga del cliente debe tener una tarifa minorista de venta del tipo dinámica.
- El Proveedor PRD debe tener la capacidad de disminuir la carga en forma remota para cada ubicación geográfica (programa basado en LMP) al nivel de servicio requerido.
- El cliente debe reducir su demanda al nivel comprometido en un plazo de 15 minutos cuando se haya declarado un evento de emergencia máxima de PJM o cuando el LMP en la ubicación donde se encuentre la carga haya superado el umbral de precio acordado.
- El proveedor registrado en el programa recibe un crédito PRD diario, similar al de un pago por capacidad.
- No hay un pago directo por energía.

Un participante del plan PRD cumple con su obligación respondiendo cuando LMP está por encima de los umbrales de precios definidos en el plan PRD. El servicio PRD es proporcionado por un miembro de PJM que representa a los clientes minoristas que tienen la capacidad de reducir la carga

en respuesta al precio. Este Agente que actúa en nombre de dichos clientes minoristas con el fin de proporcionar PRD se conoce como el Proveedor de PRD. Un proveedor de PRD para un cliente minorista determinado puede ser su proveedor de energía (Local Service Entities - LSE). Sin embargo, el servicio PRD también puede ser proporcionado por otra entidad como una Compañía de Distribución Eléctrica (EDC) o un CSP que no tiene responsabilidad directa de proveer servicios a los usuarios minorista, pero cumple con todos los requisitos de elegibilidad para proporcionar PRD.

### 3.3.3. Programa Economic Load Response

El Programa de DR basado en incentivos económicos está diseñado para permitir a los clientes responder a las condiciones económicas, señales de precios, del mercado mayorista de electricidad (Wholesale market). En este programa, la participación es voluntaria y adopta tres modalidades diferentes: los recursos de DR pueden responder a los precios en el mercado de la energía (*Real-Time or Day-Ahead*); las señales de precios del mercado reserva sincronizada (*Synchronized Reserve*); y/o a la señal de precios *Day-Ahead Scheduling Reserve*<sup>6</sup>. En este programa, el recurso de demanda debe modular su consumo acorde a las variables de precios en el sistema, recibiendo un pago por la reducción acorde a los precios de casación del mercado (market clearing price). En cuanto al mercado de regulación, los recursos de DR pueden ser compensados por reducir o aumentar su carga siguiendo las señales de control enviadas por el operador (PJM-RTO).

- La opción day-ahead proporciona los mecanismos mediante los cuales cualquier participante del mercado puede ofrecer a clientes con capacidad DR la oportunidad de reducir la energía que estiman extraer del sistema (planificado antes del momento de operación) y recibir compensaciones económicas basados en los *day-ahead LMP* por las reducciones. El objetivo es mover el consumo a los momentos en que existe abundancia de renovables en el sistema.
- La opción Real-time proporciona los mecanismos mediante los cuales cualquier participante del mercado puede ofrecer a clientes con capacidad DR la oportunidad de comprometerse con una reducción del consumo de energía y recibir pagos basados en real-time LMP por dicha acción.

---

<sup>6</sup>El mercado Day-Ahead Scheduling Reserve es una variante del mercado de reservas sincronizadas en el cual las cargas no necesitan estar sincronizadas eléctricamente con la red y en caso de ser convocados deben poder ponerse en funcionamiento hasta 30 mins posterior al momento de despacho. La casación y cierre del mercado (market clearing) se realiza en un modelo day-ahead, siendo seleccionados y agendados para el despacho el día anterior al día de operación.

La liquidación de los pagos relacionados con el programa Economic DR son calculados utilizando la herramienta *Customer Baseline Load* (CBL). El propósito de CBL es calcular cual hubiese sido el consumo de energía de un recurso DR si ningún evento DR hubiese existido en el sistema y/o si el recurso DR no fue seleccionado para ser despachado. En otras palabras, CBL es un modelo matemático para asegurar que durante un evento DR el recurso DR realmente altera su perfil de consumo para cumplir con el objetivo asignado. La diferencia calculada entre el CBL y el consumo actual del recurso DR al momento del despacho es utilizado a posteriori para el cálculo de los pagos a realizar por brindar el servicio al sistema. Para participar en estos mercados, los recursos deben operar de la misma manera que lo hace un generador, ofreciendo ofertas por reducción de consumo, especificando en la oferta la cantidad a reducir y el precio por el servicio. En la sección 6 se detalla particularmente los requisitos técnicos necesarios para participar en los mercados de servicios auxiliares.

En la Figura 9 se resumen los programas disponibles en los mercados de PJM [10].

### **3.3.4. Actividad de la respuesta de la demanda en PJM 2017-2018**

La actividad en el mercado de DR incluye los programas Economic DR (economic resources), Emergency y pre-emergency DR (demand resources), las reservas sincronizadas y la regulación. El programa PRD participó por primera vez en el mercado de capacidad en la opción BRA para el año 2020/2021 para ser ejecutado en ese año de operación. En 2018, los ingresos totales por servicios DR aumentaron en \$95,9 millones, 19,1 %, de \$502,7 millones en 2017 a \$598,6 millones en 2018.

Los ingresos por el servicio Emergency DR participando en el mercado de capacidad representa el 98.1 % de todos los ingresos por servicios DR, Economic demand response el 0.4 %, DR en el Synchronized Reserve Market representa el 1.0 % y DR en el servicio de regulación un 0.5 %. En la Figura 10 se resumen la evolución de los ingresos de los recursos que prestan servicios en el mercado de PJM.

## **3.4. Mercado de Servicios Auxiliares de PJM**

El mercado de servicios auxiliares le permite al RTO mantener un portafolio de recursos (servicios) de generación y demanda flexibles como herramientas disponibles para mantener el sistema equilibrado segundo a segundo [14]. Existen una gran variedad de tipos de servicios auxiliares, los cuales se corresponden básicamente con la velocidad de respuesta y entrada en funcionamiento cuando el recurso es convocado a operar y la capacidad para seguir distintas señales de control proporcionadas por el operador de

**Table 6-1 Overview of demand response programs**

Market	Emergency and Pre-Emergency Load Response Program			Economic Load Response Program		Price Responsive Demand
	Load Management (LM)	Emergency and Pre-Emergency Load Response Program	Economic Load Response Program	Price Responsive Demand	Price Responsive Demand	
Capacity Market	Capacity Only DR cleared in RPM	Capacity and Energy DR cleared in RPM	Energy Only Not included in RPM	Energy Only Not included in RPM	Capacity Only PRD cleared in RPM	Capacity Only PRD cleared in RPM
Dispatch Requirement	Mandatory Curtailment	Mandatory Curtailment	Voluntary Curtailment	Voluntary Curtailment	Price Threshold	Price Threshold
Penalties	RPM event or test compliance penalties	RPM event or test compliance penalties	NA	NA	RPM event or test compliance penalties	RPM event or test compliance penalties
Capacity Payments	Capacity payments based on RPM clearing price	Capacity payments based on RPM clearing price	NA	NA	Avoided capacity costs	Avoided capacity costs
Energy Payments	No energy payment	Energy payment based on submitted higher of "minimum dispatch price" and LMP. Energy payment during PJM declared Emergency Event mandatory curtailments.	Energy payment based on submitted higher of "minimum dispatch price" and LMP. Energy payment only for voluntary curtailments.	Energy payment based on submitted higher of "minimum dispatch price" and LMP. Energy payment only for voluntary curtailments.	Energy payment based on full LMP. Energy payment for hours of dispatched curtailment.	NA

Figura 9: Resumen de opciones disponibles para recursos DR [10].

**Figure 6-1 Demand response revenue by market: 2008 through 2018**

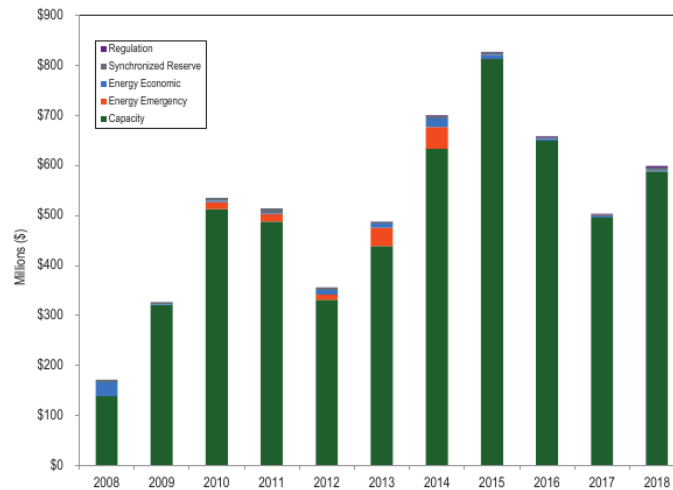


Figura 10: Ingresos anuales respectivo para servicios de DR en PJM [10].

la red. Los servicios de reservas representan una capacidad disponible que puede sincronizarse y comenzar a inyectar energía a la red con un tiempo de respuesta inferior a 30 minutos [11, 15]. El servicio de regulación de frecuencia representa la capacidad de un recurso de modular su nivel de generación o consumo con un tiempo de ajuste de segundos. Básicamente, los recursos que prestan servicios de regulación deben responder a una señal de control que mide la fluctuación de la frecuencia en el sistema. Es de destacar que el desarrollo de los servicios auxiliares son muy importantes para permitir la integración y penetración de fuentes renovables (con características de incertidumbre de generación asociadas) y mantener la confiabilidad y la calidad en la entrega del servicio eléctrico.

Las operaciones de los servicios auxiliares (ancillary services) se focalizan principalmente en las actividades que se ejecutan en el momento de operación o despacho de energía, con el objetivo de mantener el sistema dentro de los límites establecidos de calidad de entrega del servicio: se puede separar en 3 etapas u horizontes de tiempo (Figura 11).

- Pre-scheduling Operations (se reciben las ofertas hasta el gate closure).
- Scheduling Operations (settlement period - capacidad).
- Dispatching Operations (suministro de energía).

El servicio de control, operación y monitoreo del sistema eléctrico de transmisión es llevada a cabo por PJM-RTO (Regional Transmission Operator). Para

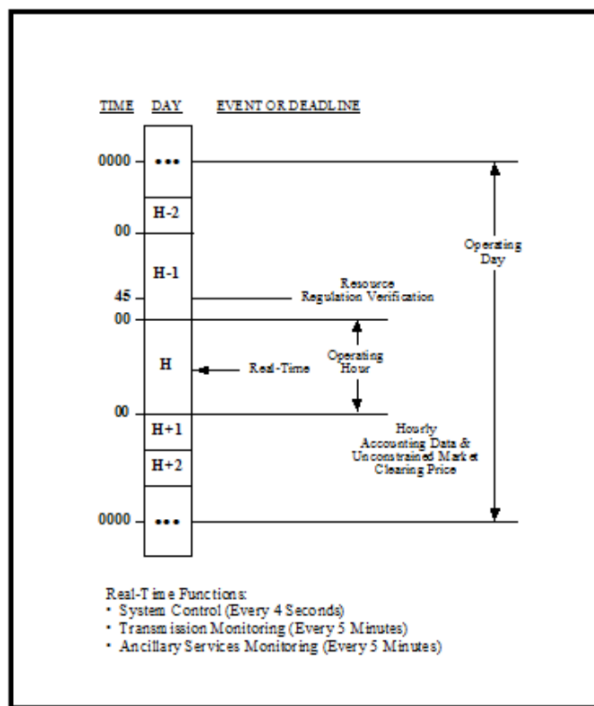


Figura 11: Línea de ejecución de tareas del motor de optimización de servicios auxiliares de PJM [7].

poder cumplir con sus obligaciones, el RTO dispone de un mínimo de reservas y de capacidad de regulación (la cantidad de reservas es establecida por el órgano regulador). Durante el proceso de despacho, el RTO implementa y ajusta su plan de operación y contingencia, el cual se desarrolla durante el proceso de planificación o scheduling de recursos para mantener la confiabilidad de operación del sistema. El operador optimiza en forma conjunta los servicios de energía del mercado real-time, las reservas sincronizadas disponibles y la capacidad de regulación requeridos para la correcta operación de la red de transmisión, con el objetivo puesto en cumplir los requerimientos mínimos de operación al menor costo operativo posible.

**¿Porque un mercado de regulación en PJM con productos definidos?** El mercado de regulación y de reservas de PJM proporciona a sus participantes un sistema basado en un mercado con productos bien definidos para la oferta de servicios de regulación de frecuencia y de reservas [11]. Los propietarios de estos recursos pueden definir y presentar ofertas específicas con distintas capacidades y características técnicas (basado en capacidad y performance) especificando un precio por realizar el servicio. PJM utiliza estas ofertas, junto con las ofertas de provisión de energía del mercado Real-

time, como datos de entrada para el motor de optimización del mercado de servicios auxiliares (ASO), seleccionando mediante un modelo de subastas los recursos más económicos para ser despachados y generando un precio uniforme para todos los participantes seleccionados.

Ventajas de proveer un mecanismo de mercado:

- Crea un solo mercado para todo el área de cobertura o de autoridad de PJM.
- Provee un precio único para el producto tras el cierre del mercado (Provides Market Clearing Price), generalmente fijado por el servicio que margina la subasta.
- Protege a los proveedores al generar un mercado transparente y abierto.
- Protege al proveedor proporcionando el costo de oportunidad de la energía (renunciar al consumo recibiendo incentivos económicos.)
- Provee distintos incentivos para motivar servicios de regulación.

### **3.4.1. Servicio de Regulación de frecuencia**

La regulación de frecuencia modula la generación y la demanda flexible que proveen el servicio de forma de balancear las fluctuaciones de frecuencia eléctrica debidas a la incertidumbre en la demanda y la generación de las fuentes renovables en pequeños instantes de tiempo. La capacidad de ajuste van generalmente desde 10 segundos a 5 minutos. Este servicio se encuentra bajo la operación del PJM-RTO y es un recurso que afecta el funcionamiento de la red en su totalidad (sistema eléctrico). Es necesario que los recursos dispuestos a participar del sistema de regulación cuenten con un sistema Automatic Generation Control (AGC) o similar. Esto significa que los recursos deben ser capaces de recibir, procesar y responder a las señales de control de regulación enviada por operador de la red.

**Quiénes debe pagar por los servicios de regulación?** Cada LSE (proveedores de energía a usuarios finales en el mercado minorista) es responsable de proveer un parte de los requerimientos de regulación del sistema eléctrico, proporcional al volumen de energía comprado al mercado mayorista. Los métodos que tiene un LSE de cumplir con sus obligaciones de regulación son:

- Self-Scheduled Resources — El LSE puede cumplir con sus obligaciones de regulación en el sistema proponiendo recursos propios (self-scheduling Regulation).



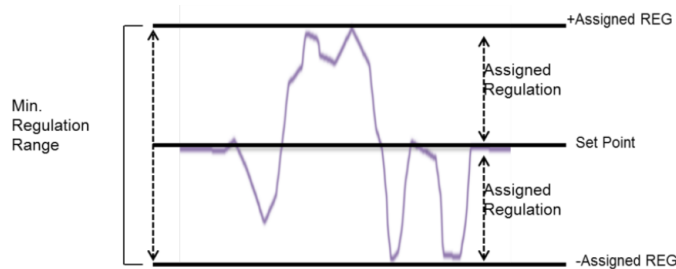


Exhibit 12: Assigned Regulation and Regulation Range requirements

Figura 12: Parámetros requeridos en la oferta por servicios de regulación [7].

- Contratos bilaterales con otras entidades — El LSE puede firmar arreglos en base contratos de provisión de servicios de regulación con otros agentes inscriptos dentro del área de autoridad de PJM como forma de cubrir la totalidad o parte de su cuota de regulación en el sistema.
- Mercado de regulación de PJM — el LSE puede cumplir con sus obligaciones de regulación comprando en el mercado de regulación mantenido por PJM (el que opera y dirige el mercado es el RTO y luego divide el costo total de las operaciones de balance en forma proporcional a la actividad en el mercado mayorista).

Generalmente, los servicios de regulación son proporcionados por generadores con capacidad de respuesta rápida (menor a 5 minutos) sincronizados a la red eléctrica y que no estén volcando al sistema la totalidad de su capacidad de generación, o por recursos con respuesta a la demanda. A su vez el RTO requiere que el rango de regulación de un recurso de generación seleccionado sea al menos el doble de la cantidad de regulación asignada, y que el recurso pueda proveer en forma simétrica la capacidad total de regulación asignada como se muestra en la Figura 12. Los recursos de demanda que sean seleccionados para proveer regulación deben completar su rango de regulación sin inyectar energía adicional al sistema eléctrico. El servicio de regulación, a diferencia de otros servicios, no remunera la energía volcada o retirada del sistema, sino la habilidad del recurso de seguir en forma precisa la señal de control enviada por el operador, dentro de los límites de capacidad especificada en la oferta.

**Señales de regulación** El operador de la red proporciona dos tipos de señales de control: RegA y RegD.

- RegA: es una señal de regulación de oscilación lenta y está diseñada para recursos con la capacidad de sostener la producción de energía durante largos períodos de tiempo, con velocidades de rampa más lentas.

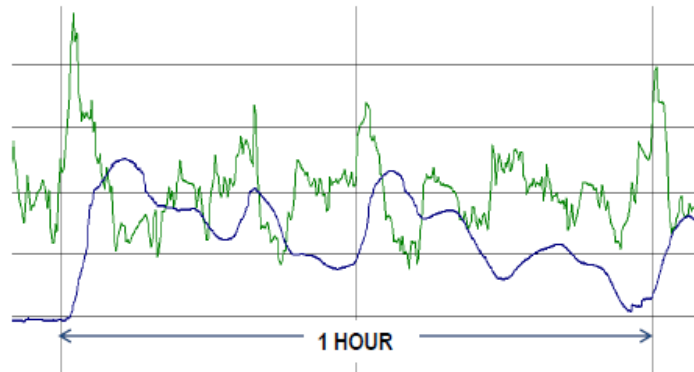


Figura 13: Señales de control frecuencia: RegA(azul) y RegD(verde) [9].

- RegD es la señal de regulación de oscilación rápida y está diseñada para recursos con capacidad limitada para sostener la producción de energía y con velocidades de rampa más rápidas, enfocado principalmente para sistemas de almacenamiento.

Estas señales (Figura 13) son enviadas en forma digital a los recursos seleccionados para realizar regulación de frecuencia. Los recursos son evaluados en su capacidad de seguir esta señal, siendo remunerados acordes a determinados parámetros de su performance y acorde a la oferta de capacidad realizada en el mercado. En la Figura 13 se comparan las señales de regulación enviadas por PJM, en azul es la señal RegA y en verde RegD.

Los dueños de los recursos reciben del PJM-RTO:

- *Assigned Regulation (ARegA or ARegD)*: Este parámetro es la cantidad o capacidad de regulación asignada por hora (MW) al recurso, la cual se desprende el motor de optimización del mercado realizado por el operador (ASO) y del mercado de regulación. Se asigna a cada recurso seleccionado, de manera individual y puede ser igual o menor al valor de capacidad realizada en la oferta. Este valor, aunque normalmente es estático durante la hora asignada, se envía a una tasa de 10 segundos.
- *Regulation Control Signals (RegA, RegD)*: Señal de control de regulación (+/- MW) enviada en tiempo real por el operador y que deben seguir todos los recursos seleccionados. Esta señal es enviada a una tasa de 2 segundos.

Los recursos que pretendan realizar ofertas en el mercado deben pasar los test de calificación por alguna o para ambas señales de regulación. Sin embargo, solo se le asignará una señal a seguir para cada hora de operación

que se encuentre seleccionado. Los dueños de los recursos envían la siguiente información a PJM:

- *Total Regulation (TRegA or TregD)* - Los recursos envían la capacidad (MW) total de regulación.
- *Current Regulation (CRegA or CregD)* - Es la señal de regulación generada por el recurso en tiempo real (+/- MW) que representa la posición activa de la salida del recurso con respecto a la capacidad +/- Treg. Idealmente, el valor de esta cantidad rastreará o seguirá a la señal RegA o RegD si el recurso (o grupo de recursos de la flota reguladora) está respondiendo según lo establecido. Este valor es calculado cada 2 segundos y se envía a una tasa de 4 segundos. Esta señal esta acotada por Treg.
- *LOAD-BP (Base Point)*- Los recursos de respuesta a la demanda deben proveer a PJM un punto base (valor en MW) alrededor del cual se seguirá la señal de regulación.

### **Reglas del mercado**

- Los recursos que quieran ofrecer sus servicios en el mercado de regulación deben ser capaces de recibir una señal AGC y tener un governor capaz de seguir esta señal de control.
- Tener la capacidad de proporcionar telemetría Real time al RTO.
- Capacidad de respuesta menor a 5 minutos (tanto con rampa de subida como de bajada dentro de la banda especificada en la oferta del recurso)
- Los recursos de generación, al igual que los recursos de demanda, deben disponer como oferta mínima 0,1 MW de capacidad de regulación para poder participar en directamente en el mercado.
- Los recursos nuevos que deseen postularse en el mercado deben pasar un test de performance (al menos deben superar 75 % de )
- La siguiente información debe estar disponible en la oferta a presentar en el mercado:
  - Regulation Capability (above and below regulation midpoint, MW)
  - Regulation Maximum and Minimum values (MW), considerando un offset en caso de ser necesario.
  - Regulation Signal Type – RegA or RegD
- Los recursos de demanda están limitados a proveer el 25 % de los requerimientos de regulación necesarios en el sistema.

- Precios de la oferta.
  - *Capability Offer Price* – Precio impuesto por el recurso para reservar determinada capacidad MW para regular (\$/MW).
  - *Performance Offer Price* – Precio (\$/MW) por seguir la señal de regulación y moverse con respecto al punto base acorde a lo pedido por Areg.
- Tiempo de presentación de ofertas van hasta 60 minutos antes de la operación.
- El aviso de selección se realiza hasta 30 minutos antes del momento de la entrega física.

### **Remuneraciones recibidas por servicios de regulación**

El mercado de regulación de PJM genera un precio por el servicio de regulación que toma en cuenta tres parámetros:

- capacidad (\$/MW, basado en la capacidad de regulación realizada en la oferta);
- performance (\$/mile, basado en los MW totales obligados a seguir debido a los movimientos de la señal de control de regulación, se conoce como mileage);
- pérdida del costo de oportunidad (\$/MW pérdida de ingresos por no participar del mercado de energía RT como resultado de proveer servicios de regulación).

La remuneración recibida por prestar servicios de regulación se basan en la capacidad ofrecida por regulación y la performance para seguir la señal de control (RegA o RegD). Ambos parámetros son ponderados por el *performance score*. El *performance score* se calcula en intervalos de una hora a partir de la ponderación de tres parámetros que miden que tan bien el recurso sigue la señal de regulación: el delay score, correlation score y precisión score (Figura 12).

El performance adjusted RegA por MW es utilizado como la unidad de medida del servicio de regulación, llamada MW efectivo. Los MW ofrecidos para seguir la señal RegA se convierten en MW efectivos multiplicando los MW ofrecidos por el performance score. Para la señal RegD, los MW efectivos se calculan como el producto entre los MW ofrecidos en la oferta, el performance score y el Marginal Benefit Factor (MBF) calculado por el operador del sistema. La remuneración recibida por el recurso por parte de PJM es igual a los MW efectivos proporcionados en el servicio por el precio que cierra el mercado de regulación.

**Cálculo del Performance Score:** Para cada subconjunto de 10 segundos se calcula un performance score, el cual será luego promediado en una

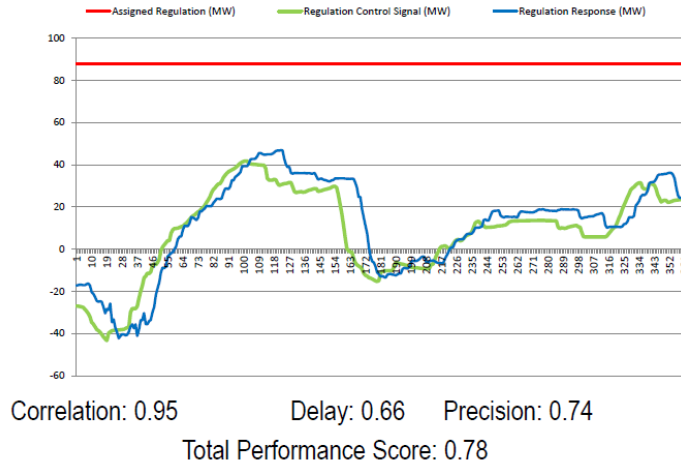


Figura 14: Ejemplo de un recurso siguiendo una señal de control enviada por el operador [7].

base de 5-minutos resultando en el performance score del recurso, representado como un parámetro escalar en el rango de 0-1. El performance score sería el promedio ponderado de los siguientes componentes [11]:

$$Performance_{Score}(t) = \max_{i=0 \text{ to } 5\text{min}} [A * \frac{Delay(t+i)}{Score} + B * \frac{Correlation(t+i)}{Score}] + C * \frac{Precision(t)}{Score}$$

**Cálculo de las remuneraciones recibidas por prestar servicios:**

El Regulation Market Clearing Price (RMCP) o el lost oportunity Cost (el mayor de ambos) son los precios resultantes que se establecen una vez que se cierra el mercado y se ordenan las ofertas recibidas por todos los participantes. El precio de compensación del mercado de regulación (RMCP en \$/MW efectivo) para la hora es el promedio de los 12 RMCP generados cada cinco minutos por el motor de optimización del mercado dentro de la hora de operación. El RMCP se establece en cada intervalo de cinco minutos en función de la oferta marginal cuando se genera el precio de balance del mercado para cada intervalo. El precio de compensación de rendimiento o performance (RMPCP en \$/MW efectivo) se basa en la oferta de rendimiento marginal (RMCP) para la hora. El precio de compensación de capacidad (RMCCP en \$/MW efectivos) es igual a la diferencia entre el RMCP para la hora y el RMPCP para la hora [7].

$$RMCCPcredits = RMCCP * \text{hour integrated mod. MW} * \text{performance score}$$

$$RMPCPcredits = RMPCP * \text{hour integrated mod. MW} * \\ \text{performancescore} * \text{milageratio}$$

$$RMPCcredits = RMCCPcredits + RMPCPcredits$$

### 3.4.2. Mercado de servicios de reservas

Las reservas son la capacidad adicional por encima de la demanda esperada o estimada al momento de operación, disponibles para entrar rápidamente en funcionamiento en caso de contingencia [11]. Las reservas de generación son proveedores eléctricos (o recursos de DR) que no están siendo utilizados en ese momento pero pueden aumentar su inyección de energía en la red o estar disponibles para generar (o retirar carga del sistema) en un plazo de tiempo entre 10 y 30 minutos. También se consideran dentro de este grupo, los recursos de demanda que pueden modular en el corto plazo su consumo, teniendo la capacidad de alterar rápidamente su perfil de consumo en caso de ser necesario. Las reservas primarias se componen de los recursos disponibles de reserva, tanto sincronizados eléctricamente con la red como no sincronizados, capaces de proveer energía en un tiempo menor a 10 minutos (ver Figura 15). Las reservas operativas o suplementarias se componen por recursos capaces de disponer de energía para volcar a la red en un plazo menor a 30 minutos. Estos servicios de potencia disponibles pueden provenir de distintos tipos de recursos:

- Generadores que se encuentran sincronizados eléctricamente con la red (conectados) o que se encuentran off-line.
- Algunas cargas, diseñadas para cumplir los requerimientos de DR, que pueden ser retiradas de la red (servicios de corte).

Las reservas primarias sincronizadas eléctricamente con la red se componen de generadores o recursos con respuesta de la demanda capaz de incrementar su generación o decrementar su perfil de consumo en un plazo menor a 10 minutos acorde a un evento generado por el Operador del sistema. Estos recursos se pueden categorizar de dos maneras: reservas sincronizadas Tier 1 y Tier 2.

- Reservas Tier 1: Las reservas del tipo tier 1 son los recursos que se encuentran on-line, siguiendo una consigna de despacho del tipo económico y que tienen disponibilidad para aumentar su capacidad de generación (rump up) en el corto plazo en respuesta a un evento de disparo

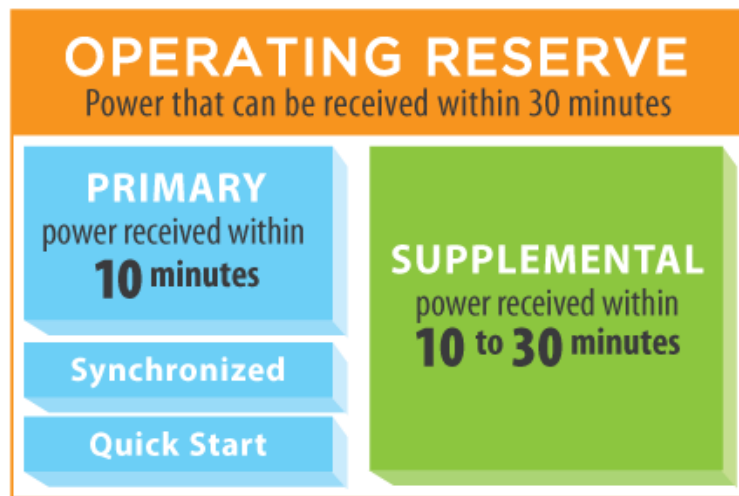


Figura 15: Clasificación de los servicios de reservas en el mercado de PJM [16].

de reservas por parte del operador. Básicamente esta compuesto por generadores que participan en los mercados de energía y no han sido seleccionados para despachar la totalidad de su capacidad de generación. No existe un mercado formal dentro del mercado de reservas para estos recursos y básicamente participan todos los generadores que participan en los mercados de energía y tienen capacidad disponible.

- Reservas Tier2: Son parte de las reservas primarias y están compuestas por recursos sincronizados con la red, que pueden incurrir en un costo para estar sincronizados o disponibles, los cuales tienen la obligación de responder ante un evento de disparo de reservas. Estos recursos pueden incurrir en penalidades en caso de no responder al ser convocados y deben ser despachados o elegidos a través del mercado para satisfacer los requerimientos de las reservas primarias (Tier 1 + Tier2 + No sincronizadas) en el sistema.

Las reservas no sincronizadas con la red, son las reservas que no están conectadas o sincronizadas eléctricamente pero pueden ponerse en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos en caso que sea necesario. Estos recursos tienen un mercado distinto al de reservas sincronizadas. El operador debe cumplir con una cuota mínima de reservas establecida por el regulador del sistema eléctrico (FERC en este caso). El mercado de reservas se genera básicamente para generadores o recursos de demanda clasificados como Tier 2, los cuales son utilizados para completar las reservas necesarias del sistema en caso de no alcanzar los recursos clasificados como Tier 1. En caso de tampoco completar la capacidad especificada por el sistema con el mercado

de reservas sincronizadas, se procede a complementar esta capacidad con recursos no sincronizados con el sistema mediante el mercado de reservas no sincronizadas. Los recursos de demanda flexible con capacidad de respuesta pueden participar en el mercado de reservas sincronizadas.

**El mercado de Reservas Sincronizadas y no-Sincronizadas** de PJM proporciona a los participantes un sistema basado en un mercado organizado y regulado para la presentación de ofertas. PJM utiliza estas ofertas junto con las ofertas de energía (mercado de energía-RT) y las programaciones de recursos ya agendados como datos de entrada para el optimizador de servicios auxiliares (ASO). El sistema ordena las ofertas en forma económica y optimiza en forma simultáneamente el mercado de energía en tiempo real, el mercado de regulación y reservas en forma conjunta, calculando un precio de compensación para la reservas sincronizadas cada 5 minutos. Para la liquidación de precios (price clearing) del mercado se utilizan precios de compensación de reserva sincronizados (SRMCP) calculados cada 5 minutos. La siguiente información y requerimientos se deben incluir en una oferta para participar los servicios de reservas y en sus mercados respectivamente:

- Los siguientes parámetros deben ser proporcionados para recursos Tier 1 de forma de optimizar el despacho en caso de evento de reservas.
  - Tasa de subida o ramp-rate para la reserva sincronizada Tier 1 (MW/minute). Se puede proporcionar múltiples segmentos de la rampa con distinta tasa de subida para la capacidad disponible.
  - Máxima salida o output del recurso en caso de ser convocado a un evento de disparo de reservas.
- Los recursos de respuesta de demanda deben ser capaces de disponer al menos de 0,1MW de reservas sincronizadas (tipo tier 2) para poder participar en el mercado.
  - Capacidad disponible para despachar
  - Shutdown Costs: Este es el costo de un recurso de demanda para retirar carga de la red en caso de un evento de reservas. Este parámetro será utilizado en el mercado para generar un ranking económico en las ofertas de los recursos y generar un scheduling de convocatoria en casos de que se dispare un evento de emergencia en el sistema.

**Remuneraciones recibidas por un recurso en caso de un evento de reservas:** En caso de ser convocado, un recurso es remunerado por el operador mediante el pago de la siguiente forma:



- Se le paga un promedio de la hora del precio de cierre del mercado (SRMCP) calculado cada 5 minutos, multiplicado por la capacidad asignada en la hora de operación menos los instantes de tiempo en donde el recurso no pudo proporcionar la capacidad acordada en la oferta.

$$\text{Remuneraciones} = (SRMCP/12) * 5\text{-mins Assigned Syn Reserve MW}$$

- Para recursos tier1, en caso de que no se haya despachado reservas tipo tier2 o que el precio del mercado sea cero (son equivalentes), el precio a pagar por la energía volcada al sistema o retirada es 50\$/MW.

$$\text{Remuneraciones} = (50\$/MW)/12 * 5\text{-mins Assigned Syn Reserve MW}$$

## 4. Mercado eléctrico del Reino Unido - Elexxon

### 4.1. Generalidades

El mercado mayorista inglés puede verse como un mercado competitivo dado que cada proveedor puede elegir y negociar con otro agente el precio que esta dispuesto a pagar por energía [17]. Además, la competencia es también promovida a través de la generación de un mercado bilateral de contratos sin restricciones. También existe un mercado del tipo exchange con característica de bolsa de valores donde se realizan transacciones por volúmenes de energía para cada slot de tiempo del día de operación. La mayor parte de las transacciones (entre un 70 % y 80 %) se realizan mediante contratos bilaterales entre partes, sin embargo el precio del mercado tipo exchange es un buen indicador de los costos del mercado mayorista.

Los agentes participantes del mercado mayorista o wholesale son conocidos como proveedores (Suppliers), generadores (Generators) o Non Physical Traders, y son referenciados en el sistema como Parties o agentes del sistema. El día de operación esta subdividido en slot de tiempo de 30 minutos. Los agentes catalogados como grandes consumidores que participan directamente del mercado mayorista y los proveedores de energía que abastecen a los usuarios finales (ej. usuarios residenciales, comerciales, etc) deben estimar y adelantar de antemano cual será su demanda para cada slot de tiempo del día de operación. A su vez, pueden celebrar contratos con generadores o traders por los volúmenes de energía necesarios para proveer a sus clientes (o parte de su demanda base), acordando precios por diferentes volúmenes de energía. Estos contratos pueden ser presentados al operador del mercado hasta momentos antes del cierre de presentación de las ofertas (60 minutos antes de la entrega física) [18].

Algunas de las actividades y funciones básicas que permite el mercado de electricidad de Gran Bretaña a sus participantes son:

- Los clientes o usuarios finales en el mercado minorista pueden elegir el proveedor o comercializador de su preferencia.
- Los proveedores que abastecen a los usuarios finales en el mercado minorista tienen la posibilidad de elegir el proveedor (generador) en el mercado mayorista que deseen mediante contrato de abastecimiento.
- Pueden participar organizaciones sin demanda física real de electricidad, las cuales actúan como traders en el sistema y son conocidos como *Non Physical Traders*.
- Algunos operadores relevantes:
  - National Grid – Electricity system Operator
  - Elexon – Auditor del mercado eléctrico

Durante el momento de operación, es esperable que los generadores vuelquen electricidad a la red acorde a los volúmenes estipulados en sus contratos con proveedores, y los consumidores y proveedores de los usuarios finales deben consumir los perfiles de demanda estimados. Sin embargo, durante el periodo de operación pueden suceder algunos de los siguientes imprevistos:

- Los proveedores pueden haber estimado en forma errónea los volúmenes demandados de electricidad.
- Un Generador puede no estar disponible para generar los volúmenes establecidos en su contrato.
- Pueden surgir problemas de congestión que dificulten la entrega del servicio.

Estos inconvenientes, además de los desbalances de acoplar la generación instantánea con la demanda (regulación de frecuencia y reservas rápidas), deben ser gestionados en tiempo real a través de los distintos mecanismos de balance del sistema, de forma de asegurar una entrega de un servicio de calidad y la operatividad del sistema (evitar congestiones y fallas en la red) en cada punto de la red eléctrica. Este es el rol que juega el Operador del sistema eléctrico (National Grid) [17].

En la Figura 16 se puede ver una breve descripción cronológica de las diferentes etapas del mercado eléctrico del Reino Unido. Los participantes del mercado mayoristas (generadores, grandes consumidores y proveedores) tienen la oportunidad de celebrar contratos a futuro por transacciones de grandes volúmenes de energía o participar de los mercados de exchange hasta el momento en que se cierra el mercado o *gate closure*, una hora antes del

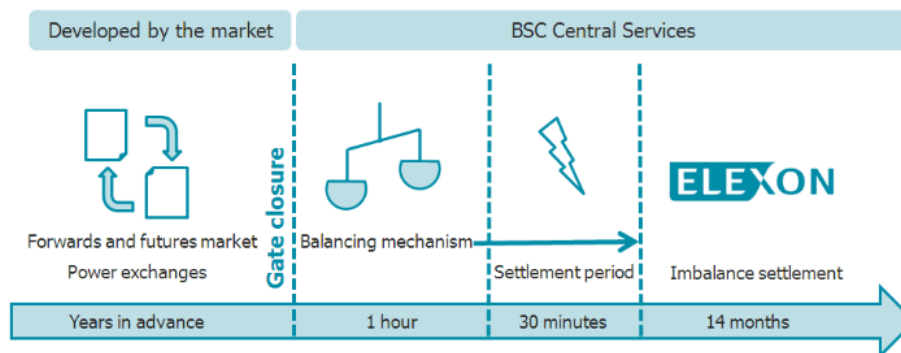


Figura 16: Etapas del mercado eléctrico del Reino Unido [18].

momento de la entrega física de la energía. Posterior al cierre del mercado de energía, el operador de la red comienza a planificar y reservar los recursos necesarios para tener a disposición en el momento de la entrega de la energía. El objetivo de esta etapa, conocida como mecanismo de balance, es reservar los recursos necesarios para atender los desbalances propios entre generación y demanda. Además, dentro de sus objetivo se encuentra también el atender posibles fallas que pueden ocurrir en los recursos de generación, congestión o falla en alguna líneas del sistema de transmisión, etc.. Este mecanismo de backup asegura la operabilidad y confiabilidad del sistema completo, corrigiendo no solo posibles desbalances entre lo pronosticado y lo real, sino también contrarrestar una gran variedad de potenciales fallas en el sistema. Una vez calculados los recursos necesarios para paliar estas posibles fallas, se designan cuales serán las unidades elegidas para estar disponibles, volcando o retirando energía del sistema en caso de ser necesario. Los cobros por estos servicios auxiliares se calculan posterior a la entrega física de la energía, en la etapa conocida como *Imbalance settlement*, donde los costos se reparten en forma proporcional al error de estimación entre la demanda o generación estimada antes del cierre del mercado o *gate closure* y la operación real en el momento del despacho. Más adelante en esta sección se profundiza en los servicios disponibles en el mecanismo de balance, además de cómo y quienes pueden participar.

## 4.2. Mercado de intercambio de energía

Generalmente, la comercialización de electricidad o energía mediante contratos a futuros tiene un formato relativamente estandarizado. Las partes participantes del contrato acuerdan un cantidad de energía disponible para un periodo de tiempo específico en el futuro y acordando un precio por unidad (MWh) de energía entregada. Los contratos pueden ser acordados mucho antes del momento de la entrega, en ocasiones años, pudiendo ser modificados hasta momentos antes del cierre del periodo de presentación de

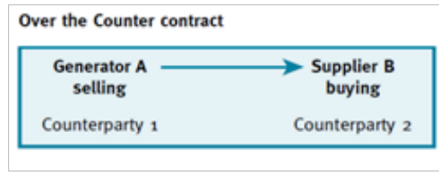


Figura 17: Contratos OTC entre partes [18].



Figura 18: Contratos OTC mediante la modalidad exchange [18].

ofertas (*gate closure*). Los contratos son acordados entre las partes y presentados ante el Operador del mercado, con un formato similar al presentado en la Figura 17. Estos contratos entre partes, por entrega de energía a futuro, son considerados o conocidos como contratos Over the Counter (OTC).

El mercado mayorista también permite el intercambio de energía a través de un modelo tipo power exchange o mercado tipo pool. Este tipo de mercados presentan una modalidad de bolsa de valores, donde los generadores venden al mercado y los compradores compran electricidad al mercado. Este proceso de compra-venta se realiza en forma anónima, sin conocer a qué vendedor está comprando y el vendedor sin saber a quién le ha comprado (Figura 18).

Por lo general, la electricidad se comercializa con mucho tiempo de antelación para cubrir la cantidad mínima básica necesaria para satisfacer la demanda. Esto se conoce a menudo como carga base o *base load*. Esa carga base tiende a ser contratada o reservada bilateralmente a través de la modalidad de contratos OTC entre partes, ya que generalmente es la misma cantidad de electricidad por cada media hora o slot de tiempo, día tras día. Los intercambios de energía tienden a utilizarse para añadir forma a los volúmenes de carga base y cubrir los picos de demanda. En estos casos lo que se intenta es un ajuste fino para satisfacer la demanda esperada en un día específico. Por lo tanto, los picos de la curva de demanda tienden a ser negociados más cerca del tiempo de entrega o cuando las condiciones de estas presentan menor incertidumbre, por ejemplo, las condiciones climáticas del día de operación.

Una vez que se conocen las posiciones de desequilibrio para cada agente se calculan los flujos de capital. Se multiplica el volumen de desequilibrio

(demanda estimada antes del cierre de presentación de ofertas menos la demanda real) por el precio de desequilibrio para ese período de liquidación. Aunque tenemos dos precios del sistema dependiendo de las condiciones finales de balance del sistema (si hubo sub o sobre generación), el precio de compra del sistema y el precio de venta son el mismo, y son calculados por el operador posterior a la entrega del servicios en la etapa *Imbalance settlement* (ver Figura 16).

- Si el agente ha utilizado más electricidad de la que contrató, entonces este debe comprar electricidad adicional al sistema a *System Buy Price*.
- Si el agente ha generado más electricidad de la que contrató, debe vender la electricidad adicional al sistema a *System Sell Price*.

De esta forma, el generador o el proveedor de electricidad pagará la energía estimada antes del cierre a los precios establecidos por contrato o en el exchange y el desbalance de energía (a favor o en contra) se le pagará o deberá pagarlo al precio de desbalance calculado por el operador del mercado, posterior al momento de operación. Este precio de desbalance se corresponde con los servicios auxiliares para la corrección instantánea de desbalance entre generación y demanda y los errores en los pronósticos de demanda o generación declarados por las diferentes partes.

### 4.3. Mecanismos de balance generación-demanda

Los generadores con capacidad adicional (ej. aquellos generadores que no fueron contratados para volcar el volumen total de su capacidad de generación de energía en un slot de tiempo) pueden realizar ofertas por disponibilidad de energía a un precio que crean conveniente al Operador del Sistema eléctrico (en cargado de la operación de la red física). De manera similar un generador puede generar un oferta en el sentido inverso, marcando un precio por la disponibilidad para disminuir el volumen de energía a ser volcado al sistema con respecto a lo dispuesto en su contrato de generación. Los recursos de demanda, como los proveedores o grandes consumidores con capacidad de flexibilidad en su perfil de consumo, pueden realizar ofertas similares a un generador; ofertando un precio mediante el cual el recurso se ve motivado a disminuir o aumentar su consumo con respecto al volumen acordado por contrato. De esta manera el operador del sistema cuenta con volúmenes de energía flexible para paliar grandes desbalances entre la generación y el consumo. Estos mecanismos de balance cumplen una función similar a los mercados de tiempo real o intra-diarios, donde el operador puede hacer uso de estos paquetes de energía flexible cuando sea necesario al precio fijado por la oferta. En este mercado, una *offer* se entiende como una proposición para aumentar la capacidad de generación o disminuir el consumo y una *bid* como una proposición para disminuir la energía inyectada en

## Bid Offer Acceptances (BOAs)

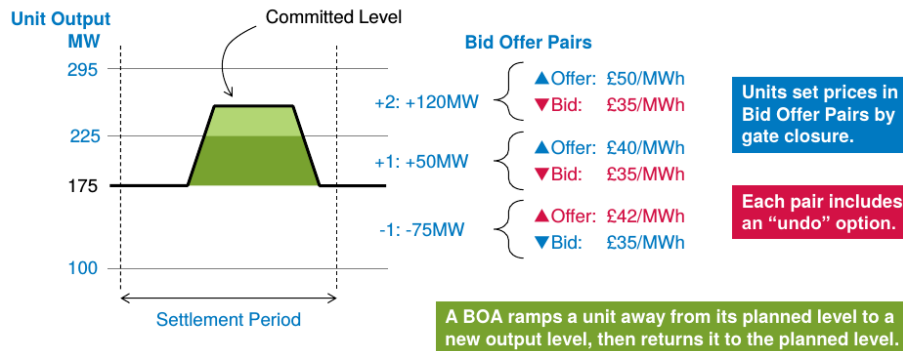


Figura 19: *Bids and Offers* realizadas en la etapa de mecanismo de balance [18].

el sistema o para aumentar el consumo, como se muestra en el la Figura 19. El sistema o mecanismo de balance permite presentar más de una *offer* o *bid* para distintos volúmenes de energía.

Una vez culminado el día de operación y la entrega física de la energía, se comparan los volúmenes de energía medidos en cada slot de tiempo contra los volúmenes acordados en los contratos de aprovisionamiento para los distintos generadores y proveedores. De esta manera se compara para todos los agentes si los volúmenes acordados por compra y venta coinciden. Cuando los volúmenes contratados no coinciden con los volúmenes medidos, se aplica lo siguiente:

- Cuando un Proveedor ha retirado de la red más electricidad que lo contratado, este debe comprar energía adicional para cubrir el imbalance;
- Cuando un Generador ha generado menos energía de lo que marca el total de sus contratos, este debe comprar en el mercado de balance energía adicional para cumplir con sus obligaciones.

Y vice-versa

- Cuando los proveedores han contratado un volumen mayor al utilizado en un slot de tiempo determinado, estos deben vender esta energía adicional al sistema;
- Cuando un generador ha generado más electricidad que el volumen establecido por contrato, este debe vender el excedente al sistema eléctrico.

Estas diferencias son referenciadas como imbalances y son calculadas en el *settlement period* o periodo de liquidación del mercado, el cual se lleva a cabo una vez culminada la entrega física de la energía (hasta varias semanas posterior a la ejecución). Durante este proceso se realizan los cálculos de los volúmenes reales intercambiados en el sistema y el precio que deben pagar los diferentes agentes por los imbalances generados. Este proceso de liquidación también incluye otros cargos y remuneraciones establecidas por otros servicios necesarios para mantener el sistema operativo y un servicio de calidad. Estos imbalances son calculados en forma centralizada por el operador del sistema mediante un conjunto de herramientas y mercados llamado *Balancing & Settlement Code* (BSC). El proceso de liquidación de los imbalances generados en el sistema es un sistema cerrado en donde:

- En caso de surplus en el sistema, las ganancias son distribuidas entre todas las partes;
- En caso de déficit en el sistema, las pérdidas son distribuidas de manera proporcional a los imbalances generados por cada agente.

El modelo se basa en un precio del mercado calculado en forma posterior al cierre mercado y de la entrega física de la energía, dependiendo de como fue el proceso de balance (sobre-generación o sub-generación). Cada agente deberá pagar o será remunerado acorde a su contribución a los desbalances con respecto a sus volúmenes contratados. La Figura 20 muestra los tiempos de operación del mercado, mostrando la etapa operativa actual, los próximos slots de tiempo donde el operador del sistema prepara los recursos de balance, y los pronósticos futuros de demanda y generación. En la Figura 21 se muestran los imbalances generados entre la oferta y la demanda, en donde el Operador debe actuar para subsanar estas diferencias mediante la utilización de *offers* y *bids* ofrecidos por diferentes participantes, facilitando la entrega de un servicio confiable y de calidad al menor costo operativo posible.

#### 4.4. Servicios auxiliares de balance

National Grid es el Operador del Sistema de Trasmisión (TSO por sus siglas en inglés) en el mercado, y como tal, su rol es asegurar la operabilidad del sistema y gestionar los servicios auxiliares para mantener las restricciones técnicas en tiempo real en red de trasmisión. Como en la mayoría de los operadores de trasmisión, el principal indicador para la operación del sistema es el control de frecuencia eléctrica del sistema. Para esto, utiliza una batería de productos y servicios bien definidos para operar los recursos de respuesta en frecuencia y servicios de reservas [17, 19, 20].

**Servicios de Frecuencia:** National Grid debe mantener la frecuencia estable en +/- 1% de la frecuencia nominal estándar del sistema (50Hz)

## Wholesale Market



Figura 20: Operación del mercado mayorista UK [18].

## Balancing Mechanism: Bids and Offers

nationalgrid

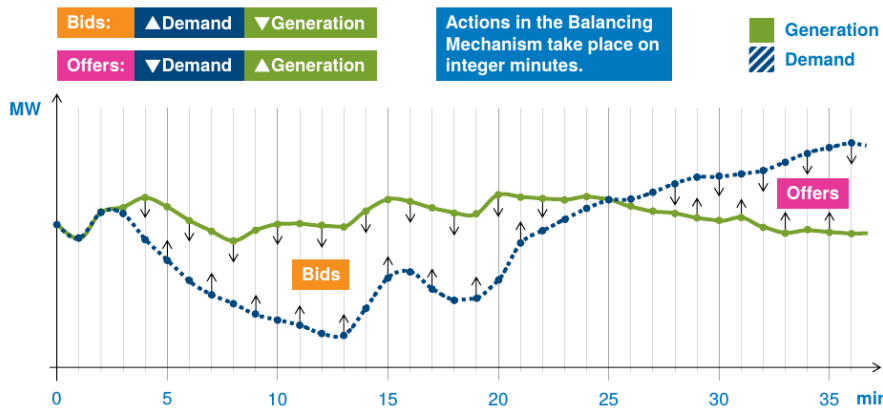


Figura 21: Operaciones y ejecuciones de *bids/offers* en el mecanismo de balance del mercado UK [18].



en todo momento. Para esto se basa en servicios de frecuencia preparados para actuar en distintos horizontes de tiempo, de forma de contener las fluctuaciones ocasionadas por los pequeños desajustes entre generación y demanda. El operador de la red puede procurar de estos recursos de la siguiente manera:

- *The Mandatory market*; compuesto por agentes o parties que poseen un Mandatory Service Agreement (MSA), el caso típico es un gran generador conectado a la red de transmisión.
- *The Firm Frequency Response market (FFR)*; compuesto por agentes o parties que poseen un contrato tipo macro. Este mercado tiene la característica que el acceso es vía licitaciones mensuales propuestas por el TSO. El TSO accede mensualmente a este mercado para fijar un nivel de compromiso por servicios de respuesta de frecuencia a más largo plazo (los contratos tienen una duración de servicio de 1 hasta 24 meses).
- *Contratos específicos*, tales como Frequency Control by Demand Management (servicios de control de frecuencia mediante recursos de demanda) y Enhanced Frequency Response (EFR). Estos contratos son utilizados cuando existen limitantes técnicas u operacionales por la cual los agentes participante no pueden participar directamente en los mercados anteriores.

**Servicio de reservas:** Este servicio es utilizado como forma de paliar cambios inesperados en los recursos de generación, errores de predicción de la demanda o cuando los desvíos en los niveles frecuencia del sistema superan determinados límite. El TSO esta obligado a mantener disponible y de fácil acceso determinado nivel de recursos de generación o de respuesta a la demanda necesarios para balancear el sistema en estos casos. El tiempo de respuesta de estos recursos y la duración del evento es típicamente mayor para los servicios de reserva que para los servicios de regulación de frecuencia.

**Demand Turn Up:** Este servicio es utilizado para aumentar la demanda cuando hay exceso de generación de energía eólica y solar y/o para gestionar algunos casos donde se producen restricciones físicas en la red o en generadores sincrónicos acoplados al estado del sistema. Esto se puede lograr mediante la reducción de cualquier generación *in situ* o mediante la disponibilidad de aumentar el consumo de energía estimado, especialmente en procesos como calefacción, refrigeración y bombeo. Estos son típicamente en períodos de baja demanda, por ejemplo durante la noche o fines de semana y días festivos.

**Capacity Market:** El mercado de capacidad, al igual que el mercado de capacidad de PJM, tiene por objeto garantizar que haya suficiente capacidad de energía eléctrica para satisfacer los niveles previstos de demanda futura

Scheme	Minimum size*	Notice period	Duration	Regularity**	Value***	Contract	
<b>FREQUENCY RESPONSE SERVICES</b>	<b>Static Firm Frequency Response (FFR)</b>	10 MW	30 sec	Max 30 min Typically 5 min	10-30	££	Monthly electronic tender
	<b>Dynamic FFR</b>	10 MW	2 sec	Max 30 min Typically 3-4 min	Daily	£££	Monthly electronic tender
	<b>FFR Bridging</b>	< 10 MW	30 sec	30 min	10-30	££	Bilateral contract of 12-24 months to transition in to the FFR market (either Static or Dynamic).
	<b>Frequency Control by Demand Management (FCDM)</b>	3 MW	2 sec	30 min	~10	££	Bilateral contracts for 1-2 yrs. Week ahead notification of daily load able to shed
	<b>Enhanced Frequency Response (EFR)</b>	1 - 50 MW	1 sec Dynamic	Max 15 min Typically 3-4 min		£££	New product – trial tender
<b>RESERVE SERVICES</b>	<b>Short Term Operating Reserve (STOR)</b>	3 MW	20 min	2-4 hrs Typically <20 min	Able to deliver 3x per week	£	3 tenders p.a. 'Committed' or 'Flexible' service
	<b>STOR Runway</b>	< 3 MW	20 min	2-4 hrs Typically <20 min	Able to deliver 3x per week	£	Bilateral contract
	<b>Fast Reserve</b>	50 MW	2 min, reaching 50MW in 4 min	15 min		£	Monthly tender
	<b>Demand Turn Up</b>	1 MW	10 min, sometimes requested day-ahead	Min 30 min		£	New product – trial tender

\* to contract directly with NG (smaller loads via demand side providers)

\*\* Average number of times called on per year, based on recent data.  
Source: National Grid.

\*\*\* Relative value to participant

£ the greater number of '£' signs indicates a greater value to the demand side participant

Figura 22: Resumen de productos y servicios con sus características disponibles para ofertar en el mercado de servicios auxiliares de UK.

y garantizar la seguridad del suministro. Ofrece pagos a los generadores y proveedores de demanda para garantizar que proporcionarán la capacidad adicional cuando sea necesario.

En la Figura 22 se muestra un resumen de los principales productos a los que se puede aspirar en el mercado de servicios auxiliares (mercado básicamente de licitaciones mensuales y desde 2019 con licitaciones semanales en algunos servicios). Existen también obligaciones que deben cumplir los grandes generadores con respecto a servicios de balance, los cuales son obligatorios (sin proceso de participación licitatoria) para poder generar energía y volcarla a la red en el mercado de energía.

La principal diferencia entre el sistema de PJM y el sistema inglés radica en como se accede a estos productos y como se forman los precios a pagar por los servicios. En el mercado PJM se genera un mercado donde los oferentes

realizan sus ofertas especificando un precio para determinado slot de tiempo. Una vez que se cierra el plazo para la presentación de ofertas, el operador ordena en forma económica las ofertas y realiza la casación del mercado con la oferta que margina, pagando un precio uniforme (clear price del mercado) a todos los seleccionados por brindar el mismo servicio. En el mercado inglés, las ofertas se presentan a través de un sistema de subastas que se realizan una vez por mes (en forma general) y que puede mantenerse durante varios meses. El operador recibe las ofertas y aprueba en base a restricciones económicas y técnicas. Sin embargo, cada recurso recibirá como pago por el servicio, el precio estipulado en la oferta, funcionando como un contrato entre el recurso y el operador. De este modo, el operador paga distintos precios por el mismo servicio.

A continuación se detalla los requisitos técnicos de cada uno de estos servicios o programas y los tiempos licitatorios propuestos por el operador [21].

#### 4.4.1. Fast Frequency Response (FFR)

El servicio FFR está compuesto por dos productos físicos claramente diferenciados: *Non-Dynamic (static)* y *Dynamic frequency response* el cual está compuesto a su vez por tres tipos de servicios: primario, secundario y tipo *high*.

- El servicio *Non-Dynamic frequency response* se activa ante una desviación de frecuencia definida que se especifica en el Acuerdo Marco con los proveedores, que debe estar en vigor antes de la licitación. No se requiere respuesta dinámica dentro del rango de operación.
- El servicio *Dynamic frequency response* es un servicio que debe proveerse en forma continua y es utilizado para gestionar segundo a segundo las variaciones de frecuencia en el sistema. El servicio de respuesta dinámica es ejecutada en forma automática para todas las variaciones de frecuencia fuera de la banda de seguridad ( $50\text{Hz} \pm 0,015\text{Hz}$ ).

**Algunos requerimientos técnicos relevantes:** los posibles proveedores de FFR deben cumplir los siguientes requisitos técnicos para poder licitar por servicios FFR:

- Respuesta mínima es 1 MW. Esta capacidad puede estar compuesta por una única unidad o de forma agregada por varios recursos distribuidos.
- Los proveedores deben tener la capacidad de operar (en caso de ser convocados) en un modo de control sensible a cambios en frecuencia para proveer *dynamic response*.

**Periodo licitatorio:** FFR se licita a través de un proceso de licitación competitiva que se lleva a cabo una vez por mes.

*Observación:* La adquisición mensual de los procesos licitatorios por servicios FFR funciona bien para los proveedores que pueden pronosticar y controlar su disponibilidad durante un periodo que se extiende por semanas y meses. Para los proveedores que podrían proporcionar respuesta de frecuencia pero que no pueden predecir o controlar su disponibilidad (por ejemplo eólica, solar, DER), los plazos del mercado FFR representan una barrera potencial para su participación. Al acercarse los plazos de la contratación pública a tiempo real, también se debe considerar si continuar con un sistema de pago por oferta (pay-as-bid) o si se debería cambiar a un enfoque de subasta de precios compensados (cleared-price). Los sistemas de pago por oferta (pay-as-bid) son útiles para los mercados inmaduros y poco competitivos, ya que permiten el descubrimiento de precios y volúmenes, pero también dan lugar a que se paguen diferentes precios por el mismo producto. No abordan necesariamente las cuestiones creadas por mercados con varios vendedores pero un solo comprador (monopsony market), lo que efectivamente permite al comprador (en este caso National Grid) influir en el precio de mercado.

#### 4.4.2. Frequency Control by Demand Management (FCDM)

Este servicio tiene como objetivo evitar una disminución de la frecuencia del sistema por debajo del límite establecido de 49,5Hz. En general, la frecuencia no cae por debajo de 49,70Hz a menos que haya una pérdida de generación no planificada o un aumento de la demanda en el sistema. El servicio FCDM ayuda a detener una caída en la frecuencia a través de la interrupción de los clientes que utilizan grandes cantidades de electricidad (más de 3MW) en el sistema de transmisión (clientes considerados como grandes consumidores). Una vez desconectada la demanda, la frecuencia del sistema debe estabilizarse para que el proveedor pueda volver a conectar la demanda. El servicio se negocia de forma individual con el operador de la red (National Grid), siempre que el proveedor cumpla con los siguientes requisitos mínimos:

- El mínimo establecido para presentar un oferta es de 3MW.
- El recurso debe estar disponible para el servicio FCDM de forma continua, pero el proveedor puede declarar qué períodos estará disponible.
- La reducción de consumo debe llevarse a cabo en un plazo no menor a 2 segundos y mantenerse hasta un máximo de 30 minutos.
- Agregadores: es posible para posible proveedores del servicio asociarse con un agregador en caso de no poder alcanzar la oferta mínima para

participar directamente. La oferta mínima para presentarse junto con un agregador es de 0.1 MW.

- La remuneración a los proveedores se les paga una tarifa de disponibilidad en €/MWh, y esto se calcula en función de la disminución de demanda en MWh medido durante el período de servicio.

#### 4.4.3. Short Term Operating Reserve (STOR)

Las reservas operativas a corto plazo o Short term operating reserve (STOR) proporciona a National Grid de energía adicional disponible cuando la demanda real en la red de transmisión de es mayor que la prevista y/o hay indisponibilidad de generación. National Grid tiene como objetivo adquirir un mínimo de 1800MW de STOR por año (sujeto a economía). El servicio está abierto a cualquier tecnología con la capacidad de aumentar la generación o reducir la demanda en al menos 3 MW.

Requerimientos técnicos de STOR:

- Oferta mínima es de 3 MW de generación o de capacidad de reducción de demanda. Esta capacidad puede estar disponible mediante un solo recurso o de manera agregada;
- La respuesta del servicio debe estar disponible durante una ventana de al menos 2 horas.

Los proveedores deben ser capaces de responder a una instrucción del operador en un máximo de 240 minutos, aunque los tiempos de respuesta generalmente rondan los 20 minutos. No es posible proporcionar otros servicios de balance al sistema al mismo tiempo que el recurso se encuentra disponible para proporcionar el servicio STOR. Fuera de las ventanas de disponibilidad contratadas por el servicio STOR, es posible proporcionar otros servicios, siempre y cuando hacerlo no interfiera con su capacidad para proporcionar este servicio.

**Proceso licitatorio:** Para el servicio STOR, el año se divide en seis temporadas. Cada ronda de licitación cubre una temporada en forma particular, incorporando los detalles técnicos y de precios para dicho período. Los proveedores pueden presentar ofertas por una o más temporadas, hasta un máximo de dos años completos para adelante.

**Estructura de pagos:** hay dos formas o modalidades de pago que ejecuta el National Grid como operador como pago por el servicio.

- Pagos por disponibilidad. Cuando un proveedor de servicios pone su unidad/sitio a disposición para el servicio STOR dentro de una ventana de disponibilidad, National Grid pagará por esa disponibilidad sobre una base de €/MWh.

- Pagos por utilización. Cuando National Grid instruya la entrega de STOR desde una unidad/sitio, entonces pagará por la energía entregada sobre una base de €/MWh. (Esto incluye la energía entregada en la rampa de subida y de bajada hasta y desde la capacidad en MW acordado por contrato).

Los proveedores presentan sus propios precios de disponibilidad y utilización durante la licitación. Estos precios se informarán a la evaluación económica para determinar qué recursos o parties son aceptadas.

#### 4.4.4. Reservas rápidas (Fast Reserves)

Los proveedores de servicio de *fast reserve* o reservas rápidas deben tener una capacidad operativa disponible de al menos 25MW con una capacidad de reacción o rampa de subida de 25MW/min. El tiempo promedio de las convocatorias para los proveedores del servicio pueden variar en función de las condiciones del sistema, el perfil de demanda del recurso o la planta generadora. Sin embargo, en promedio, los proveedores se utilizan durante aproximadamente cinco minutos por convocatoria, diez veces al día y se espera que estos tengan la capacidad de mantener la reserva durante 15 minutos. El proceso de participación es mediante licitaciones mensuales, para las cuales existen los siguientes requerimientos mínimos:

- Licitaciones con base mensual.
- La capacidad de la oferta mínima para participar es de 25MW, y puede estar concentrada en un solo lugar o distribuido y gestionado por un agregador.
- La entrega de energía activa debe empezar hasta 2 minutos posterior a la instrucción de despacho realizada por el operador.
- La tasa de rampa de subida debe ser de al menos 25MW/min (Abril 2019).
- La respuesta del servicio debe mantenerse por una ventana de tiempo mínima de 15 mins.

La posibilidad de participar en las licitaciones del servicio se obtiene a través de un proceso de licitación mensual competitivo pudiendo presentar propuestas para prestar servicios por un solo mes o varios meses. Una vez que los proveedores de servicios tienen éxito en la evaluación previa a la calificación y firman un acuerdo marco, se les proporcionará un inicio de sesión en una plataforma de licitación electrónica. Los proveedores presentan sus ofertas incluyendo precios de disponibilidad, nominación y utilización para el servicio de reserva rápida durante el proceso de licitación. Estos

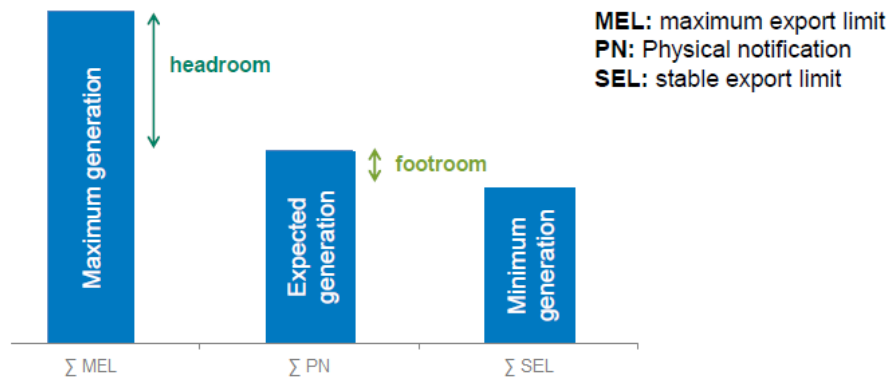


Figura 23: Servicio Demand Turn Up, fundamento del concepto footroom.

precios se utilizan en la evaluación económica para determinar qué agentes serán aceptados. Hay tres tipos de pagos por el servicio de reservas rápidas:

**Availability fee (€/hour):** Pago a realizar al proveedor del proceso licitatorio por mantener la disponibilidad del servicio en el sistema.

**Nomination/positional fee (\$/hour):** Pago por ser convocado a proveer servicio de fast reserve en una nomination window.

**Utilisation fee (\$/MWh):** Pago a realizar por los volúmenes de energía volcados o retirados de la red durante una nomination window.

#### 4.4.5. Demand Turn up

El servicio Demand Turn Up (DTU) está enfocado a los grandes clientes y generadores de energía con la capacidad de aumentar la demanda o reducir la generación en momentos de alta producción renovable y baja demanda en el sistema. Esto ocurre típicamente durante la noche y durante las tardes de fin de semana en el verano. En principio, el mercado mayorista de energía ofrece la cantidad suficiente footroom la mayor parte del tiempo como se muestra en la Figura 23. Sin embargo, cuando la demanda en el sistema es muy baja, es más probable que las centrales eléctricas convencionales funcionen cerca de su límite inferior de generación (ej. restricción física de generadores sincrónicos). En estos momentos, es necesaria la utilización de servicios auxiliares como el servicio DTU para garantizar que haya suficiente footroom en el sistema.

**Requerimientos técnicos:** El umbral de entrada o capacidad mínima para la participación es de 1 MW. Esto se puede agregar en sitios de capacidad 0,1 MW o más. Las fracciones de MW son aceptables, por ejemplo, 4,2 MW, siempre que cumplan el umbral de entrada.

**Velocidad de respuesta del servicio:** Al igual que con la duración de la entrega, la velocidad en la que un proveedor necesita responder está

vinculada a las capacidades individuales del mismo. El período promedio de aviso para una instrucción (es decir, el tiempo entre un proveedor que recibe una instrucción y comienza a prestar el servicio) fue de 7 horas y 20 minutos en 2016 y 6 horas 40 minutos en 2017. En 2018, el período medio de aviso para una instrucción fue de 6 horas y 6 minutos. Consideraciones realizadas al evaluar las ofertas recibidas:

- pago por disponibilidad.
- pago por utilización.
- otros parámetros como puede ser volumen de energía (MW).
- tiempo de respuesta.
- tiempo de recuperación.
- duración de la respuesta.

Hay dos formas de pago que realiza el operador como parte del servicio DTU:

- pago de disponibilidad a los proveedores de DTU fijos por estar disponibles para prestar el servicio;
- pago de la utilización a los proveedores de DTU fijos y opcionales para la prestación del servicio cuando se le indique.

Los proveedores tienen la flexibilidad de presentar sus propios precios para el servicio. Estos precios serán recibidos por el operador para su evaluación económica determinando qué agentes serán aceptados.

Existen dos modalidades de servicio al que pueden aspirar los proveedores acorde a sus posibilidades, estos son:

**Servicio fijo:** La ventaja del servicio fijo son los pagos de disponibilidad garantizados durante las ventanas que los proveedores se declaran disponibles (sin incluir las "ventanas opcionales"). En el caso del servicio fijo, los proveedores declaran en la fase de licitación los precios que desean recibir por disponibilidad y utilización. Estos se fijarán durante el período de servicio.

**Servicio opcional:** La ventaja del servicio opcional es que ofrece la posibilidad de cambiar la disponibilidad y los pagos de utilización con frecuencia para reflejar las condiciones climáticas y del mercado. Los agentes que participan en este modelo flexible cuentan con la posibilidad de cambiar la disponibilidad y los precios de utilización con frecuencia. Para el servicio flexible, los proveedores pueden cambiar sus precios hasta dos veces por semana para reflejar las condiciones del mercado y/o climáticas.



## 5. Mercado eléctrico alemán

El mercado alemán se estructura de una manera muy similar al mercado inglés y el general de los mercados eléctricos europeos [22]. La estructura y funcionamiento de su mercado eléctrico se caracteriza por la fuerte presencia de los mercados de futuros predominado por contratos bilaterales (con tiempos de entrega de varios años en el futuro) y un mercado de intercambio o exchange donde se generan precios mayoristas que funcionan de referencia para los demás mercados [23]. Además, se abre la posibilidad de realizar nuevas transacciones en mercados intra-day y con tiempos de cierre cercanos al momento de la entrega física de la energía, principal diferencia con el mercado inglés. Estas opciones permiten ajustar las predicciones de consumo y de generación de fuentes renovables, contando con una menor incertidumbre en algunos factores, siendo uno de los más relevantes el clima (afectando a la demanda y la generación). Estos mercados intra-diarios intentan acercarse al mercado real-time de PJM pero en forma más progresiva y con la posibilidad de ajuste en distintas etapas del día de operación. Los operadores técnicos de las redes de transmisión utilizan también un mercado de productos o servicios de generación y demanda flexible como forma de contar con soluciones capaces de paliar los desbalances en tiempo real entre la demanda y la generación.

A nivel de operación de su red eléctrica de transmisión existen cuatro operadores de red o TSOs que trabajan en forma conjunta para mantener la estabilidad del sistema. En la Figura 24 se pueden ver el área de operación y control de cada una de las empresas operadores de la red distribución.

En términos generales, en Alemania pueden distinguirse tres tipos de mercados o mecanismos dentro del mercado eléctrico. El primero es el mercado mayorista o mercado programado de energía, en el que la producción real de las centrales eléctricas se comercializa y administra para distintos periodos de tiempo del día de operación (el día de operación se conforma de 96 slots de tiempos de 15 minutos cada uno). Antes del cierre del mercado o *gate closure*, a las 18:00hs del día anterior de operación, todos los proveedores y grandes consumidores están obligados a informar al operador del mercado cual será su capacidad de generación de energía y/o con que proveedor o mecanismo planean cubrir la estimación de su demanda para el día de operación (mediante generación propia, transacciones realizadas por contratos OTC o mediante el mercado exchange).

En segundo lugar se encuentra el mercado de capacidad de reserva [24]. Este mercado permite a los Operadores de la red o TSOs disponer de la suficiente cantidad o capacidad de reservas (establecidas por el regulador del servicio eléctrico) mediante un mercado de subastas unilaterales como forma de asegurar la operabilidad y estabilidad del sistema. Esta capacidad reservada o contratada es convocada en tiempo real cuando surge una diferencia entre el programa de energía planificado y la demanda en tiempo

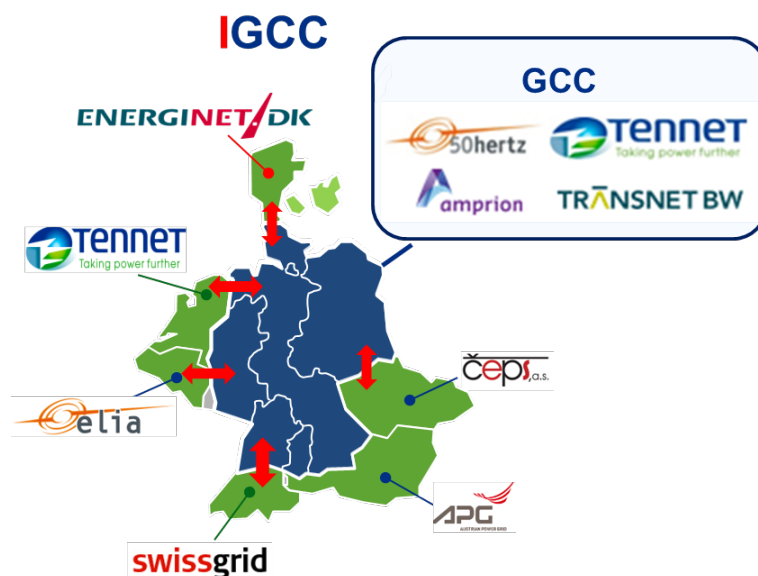


Figura 24: Operadores de la red de transmisión de Alemania y sus interconexiones regionales con países limítrofes [23].

real. Este modo de operación de reservas de capacidad tiene asociados dos tipos de remuneraciones, uno por disponibilidad y otro por funcionamiento. La provisión de reserva de capacidad se remunera con un precio de reserva (€/MW) por el único hecho de estar disponible en caso de ser necesario. Además se paga un precio de reserva de energía volcada o retirada de la red (€/MWh) en tiempo real en caso de sea necesario su participación. Esta última opción presenta dos variantes, incremental y/o decremental complementando al mercado de energía programada del mercado mayorista.

En tercer lugar, los costos de mantener la reserva suplementaria o los servicios por mantener el equilibrio de energía en el sistema se distribuyen entre los participantes en el mercado acorde a su responsabilidad o aportes a los desequilibrios que hubo que corregir en el momento de la entrega física de la energía. Este procedimiento se denomina mecanismo de equilibrio y es administrado por las TSOs. Una vez culminado el despacho y terminada la hora de operación, el operador del mercado realiza un balance de operación y traslada estos costos a los diferentes agentes del mercado, considerando cual fue el resultado y el balance entre lo pronosticado o pactado y su consumo real. Estos recargos se calculan a posteriori (hasta varios meses después de realizado el despacho) acorde a los costos de desbalance incurridos por cada TSO para mantener el sistema estable.

Las dos primeras – la energía programada y el mercado de capacidad de reserva – son transacciones basadas en un mercado, mientras que la tercera – el mecanismo de equilibrio – es un procedimiento contable que afecta a

todos los participantes. A continuación se profundiza en la operación de los mercados, su estructura y particularmente a los servicios de reservas utilizados por los TSOs para mantener el sistema en funcionamiento.

### 5.1. Precios del mercado mayorista o wholesale

La electricidad, como muchos otros productos, se comercializa tanto en un mercado del tipo exchange o de intercambio y mediante contratos Over the Counter (OTC). El precio del exchange se establece en el punto donde la oferta y la demanda se igualan. Los generadores con los costos variables más bajos son despachados o seleccionados antes en el mercado, generando una lista de prelación mediante un orden de mérito económico y técnico. Aunque las transacciones de energía eléctrica en el exchange sólo representan alrededor del 20 % del volumen total de las transacciones, los precios de este mercado son considerados como un indicador de los precios generales del mercado mayorista.

En estos mercados estructurados de tipo exchange se comercializan productos bien definidos y estandarizados, donde las transacciones se realizan de una forma transparente. En Alemania se utilizan los mercados estructurados *European Energy Exchange* o EEX en Leipzig y el *European Energy Exchange* o EPEX-SPOT en París. Sin embargo, las empresas proveedoras del mercado minorista mantienen y formalizan contratos directamente con generadores como forma de asegurar el precio y evitar la volatilidad del mercado de exchange. Los contratos por futuros pueden pactarse hasta seis años hacia adelante, similar a los plazos establecidos por el mercado de capacidad de PJM, y hasta 45 minutos antes en los mercados exchange. A diferencia del mercado de capacidad de PJM, el operador del sistema eléctrico alemán no genera directamente un mecanismo de mercado de capacidad a futuro, sino que cada comercializador o proveedor de energía debe asegurarse su capacidad a futuro asegurando contratos con diferentes proveedores mediante modalidad OTC. En los mercados exchange o spot, se manejan horizontes de tiempo de day-ahead (para las próximas 24 hs de operación) o intra-day (día del despacho). En la Figura 25 se muestra la estructura de tiempos de los distintos mercados junto con sus horizontes de tiempo y los agentes que operan. En ella se detalla los horizontes del mercado de programación de energía y capacidad (*Scheduled and Reserve energy market*) y los diferentes productos del mercado de servicios de balance como se detallarán más adelante en esta sección.

A medida que se acerca el momento del suministro o del despacho de la energía, resulta más fácil para los participantes en el mercado mayorista estimar la generación real y el consumo real. Para minimizar los desbalances entre demanda y generación los participantes tienen nuevas oportunidades de generar nuevas transacciones en el mercado intra-day, posterior al cierre del mercado day-ahead, con un horizonte más cercano al despacho y en

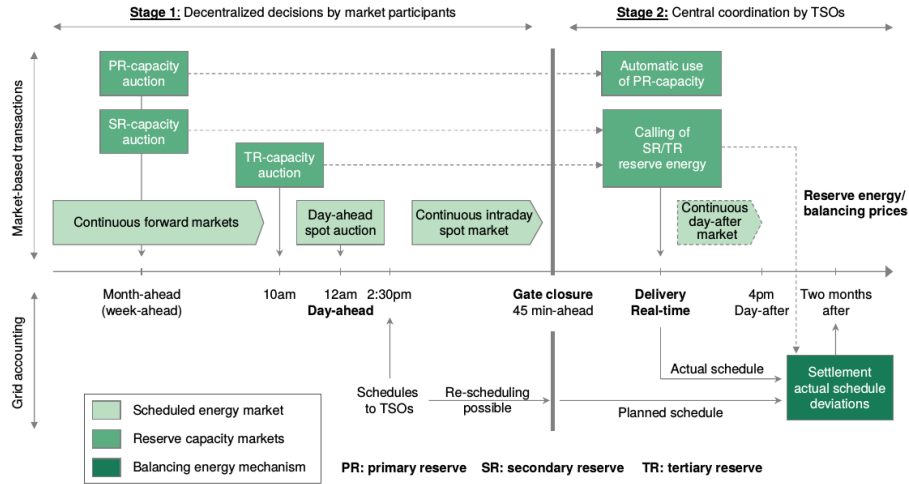


Figura 25: Horizontes de tiempo en el mercado alemán y los agentes que pueden participar [24].

períodos de entre un cuarto de hora y bloques de una hora. Las operaciones intra-day puede realizarse hasta 30 minutos antes del momento del despacho.

## 5.2. Mecanismo de reservas para el control de balance

El sistema de reservas para el control de balance en la red eléctrica es utilizado para corregir los desbalances entre la generación y la demanda en tiempo real, con el objetivo de mantener estable la frecuencia eléctrica en 50Hz. Las TSOs utilizan un mecanismo de subastas en el mercado de balance como forma de adquirir y cumplir con los requerimientos mínimos de reservas en el sistema, fijado por el regulador del sistema eléctrico. Para cumplir con este objetivo de estabilidad ante desequilibrios, se hace una distinción entre tres tipos de servicios de reserva diferenciados por su tiempo y velocidad de entrada en acción: los servicios de reserva de capacidad primarios deben estar plenamente disponible en 30 segundos; los servicios de reserva de capacidad secundarios cuentan con un plazo de cinco minutos para entrar en pleno funcionamiento; y los servicios de capacidad terciario cuentan con un un plazo máximo de 15 minutos. Para los servicios secundario y terciario, las ofertas realizadas se distinguen entre la capacidad de equilibrio positiva y negativa. La capacidad de equilibrio positiva es proporcionada por una mayor generación o un menor consumo (recorte en la demanda), mientras que la capacidad de equilibrio negativa es proporcionada por una generación más baja o un mayor consumo. En 26 se resume las velocidades de tiempo de reacción de cada uno de los servicios [25].

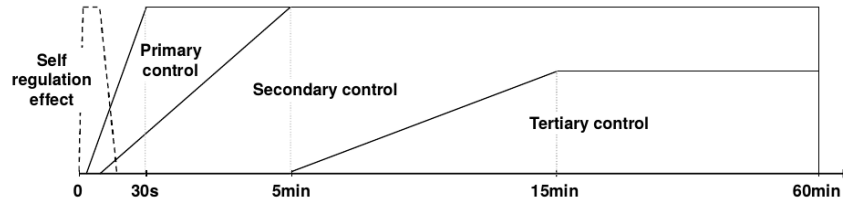


Figura 26: Horizontes de tiempo de los servicios de reservas y frecuencia del mercado alemán [25].

La reserva de control primario (PCR) es el producto que se puede activar más rápido. La activación es automática, descentralizada y controlada por frecuencia. En este tipo de servicios, no se mide ni se paga por energía volcada o retirada del sistema. En caso de desviaciones en el balance del sistema, se utiliza la reserva de control secundaria (SCR). Las propiedades técnicas del proceso de control primario no permiten restaurar el balance de demanda-generación original y devolver el sistema a la frecuencia nominal de 50Hz, sino que solo ayudan a corregir pequeñas fluctuaciones ( $\pm 0,05\%$ ) en la frecuencia eléctrica. El servicio SCR se trata de un proceso central y automatizado controlado por las TSOs bajo un esquema AGC o load-frequency controller. El uso de energía de un servicio secundario no es sólo resultado de una falla de una instalaciones de generación. Las desviaciones continuas entre el consumo previsto y el consumo real también son cubiertas con energía de estos servicios de reservas secundarios. La activación comienza inmediatamente después de una perturbación y debe alcanzar el nivel establecido en la oferta en un máximo de 5 minutos. El control terciario existe principalmente por razones económicas. Su principal cometido es económico y dar soporte frente incidencias prolongadas a las reservas secundarias que responden más rápido. Las reservas terciarias generalmente se activan automáticamente a través de la re-programación por el TSO y deben estar totalmente disponibles 15 minutos después de la activación del evento. Se supone que cubren desequilibrios más grandes y duraderos a costos más bajos que las reservas secundarias.

Los mecanismos de accesos de estos servicios es mediante el mecanismo de subastas unilaterales donde el TSO recibe las ofertas de los proponentes y formaliza una lista por orden de mérito económico y técnico. Estas subastas son realizadas en forma semanal por las TSOs y el servicio incluye una tarifa de capacidad y de energía. Las TSOs debe remunerar a los recursos seleccionados mediante el pago del precio de la oferta realizada por el recurso en caso de ser convocado. A diferencia de los mercados de servicios Auxiliares de PJM, no se genera un precio uniforme que cierra el mercado (*market clearing*) común a todos los recursos que prestan servicio, sino que el TSO

	Primary reserve capacity	Secondary reserve capacity	Tertiary reserve capacity
Auction timing	Weekly	Weekly	Daily (day-ahead 10am)
Offer periods	1 period	2 periods (Peak/base)	6 periods of 4 hours (0-4am, ..., 8-12pm)
Min. offer capacity	+/- 1MW	+5MW / -5MW	+ 5MW / -5MW
Pooling of capacity	Possible	Possible	Possible
Offer price components	Reservation price	Reservation & energy price	Reservation & energy price
Bid selection	Reservation price only	Reservation price only	Reservation price only
Bid remuneration	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Calling of capacity	All proportionally depending on frequency	By reserve energy price	By reserve energy price
Control mechanism	Automatic decentral control via governor control	Automatic central control via direct data connection	Automatic central control via direct data connection

Figura 27: Resumen técnico de los recursos de reserva necesarios para presentarse a una licitación.

remunera acorde al precio de la oferta realizada por el recurso.

### 5.3. Aspectos técnicos del sistema de control de reservas

La capacidad de reserva requerida por el regulador eléctrico se puede proporcionar tanto desde el lado de la oferta o la generación como desde el lado de la demanda<sup>7</sup>. Sólo es importante que se pueda proporcionar de forma fiable y cumpla con los requisitos técnicos.

#### Primary control reserve:

- Proporcionado de acuerdo con el principio de solidaridad por todas las TSO conectadas sincrónicamente dentro del área ENTSO-E (sistema de operación solidario y coordinado)
- Automatismo y activación de la control de reserva total de la oferta en una ventana máxima de 30 segundos.
- Periodo máximo a cubrir por cada incidente en el que es convocado el recurso:  $0 \leq t \leq 15 \text{ minutos}$

#### Secondary control reserve:

- Equilibrio energético del área de control y control de frecuencia
- Activación automática inmediata por parte de la TSO responsable

<sup>7</sup>Nuevos agregadores de cargas como Next Kraftwerke, Energy2market o Grundgrün han incursionado al mercado de reservas alemán operando plantas virtuales (Virtual Power Plants) que cumplen con los requisitos de pre-calificación para proveer estos servicios.

- La activación del capacidad total de la oferta en un tiempo menor a 5 minutos.

**Minute reserve (tertiary control reserve):**

- La activación o convocatoria se basa en una lista por orden de merito económico y técnico (se realiza mediante un sistema del tipo electronic activation).
- La activación de la capacidad total de la oferta se debe realizar en un tiempo menor a 15 minutos.
- El período en que se debe estar disponible en caso de una convocatoria es de:  $15 \leq t \leq 60$  minutos o hasta varias horas en caso de varios incidentes.

La Figura 27 resume las características del mercado de reservas para cada tipo de servicio; se hace referencia al periodo de la subasta, capacidad mínima de la oferta, oferta de precio, etc.

## 6. Carga base del cliente (Customer Base Load)

### 6.1. Generalidades

La medición y verificación (MV) del consumo del cliente en general, y lo que se conoce como "línea de base" más específicamente, determina la magnitud y capacidad del recurso para prestar servicios de DR, desempeñando un papel fundamental en la determinación del valor que tiene para el sistema eléctrico. MV también define la compensación del cliente por su participación como recurso de DR, y como consecuencia, influirá en el número y los tipos de clientes para los cuales el/los programas de DR se vuelven económicamente atractivos [1].

Como se mencionó en la sección 2.4, The *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) define los servicios DR como: "*Changes in electric usage by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.*"

Es por esto que la implementación de servicios de respuesta a la demanda o DR tienen la necesidad de definir la carga base del cliente o CBL por sus siglas en inglés (customer base load). La línea de carga base (CBL) de un consumidor son un aspecto desafiante de los programas de DR porque deben representar lo que habría sido la carga si el cliente no hubiera implementado medidas de restricción de su consumo. Sin esta referencia, sería muy difícil liquidar los servicios prestados por un consumidor al sistema frente a un evento de DR. Ninguna estimación es perfecta, pero hay algunas líneas de

base que son superiores a otras o más adecuadas para programas específicos (Mercado de energía, servicios auxiliares, capacidad, etc.).

Un CBL proporciona un mecanismo mediante el cual se puede medir la reducción de carga efectiva proporcionada por un recurso de demanda participando en un evento de DR. Sin él, sería imposible verificar el rendimiento del recurso y liquidar el monto monetario por el servicio prestado a su proveedor. Para el diseño de un CBL es necesario que se sustente sobre tres pilares fundamentales: precisión, simplicidad e integridad [26].

- *Precisión*: los clientes deben recibir crédito por no más y no menos que la restricción de consumo que realmente proporcionan, por lo que un método para fijar un CBL debe utilizar los datos disponibles para crear una estimación precisa de qué carga habría resultado en ausencia de un evento de DR.
- *Simple*: el CBL debe ser lo suficientemente simple como para que todas las partes interesadas comprendan la metodología, la puedan calcular e implementar, incluidos los clientes de uso final. Además, debe ser posible determinar la línea de base antes o durante los eventos de DR, de modo que se pueda utilizar para supervisar el rendimiento de la restricción en tiempo real.
- *Integridad*: un método de cálculo de CBL no debe incluir atributos que alienten o permitan a los clientes distorsionar su línea de base a través de un consumo irregular ni permitirles distorsionar o afectar al sistema.

Existen varias formas de definir un consumo teórico de CBL para los clientes que participan en programas de DR [27, 26]. Sin embargo, ninguno de ellos es perfecto o superior a los demás en todos los aspectos y algunos son más adecuados para determinados tipos de servicios. Además, determinar correctamente un CBL es un reto. El consumo de electricidad de los usuarios finales es variable por diversas razones legítimas no relacionadas con los programas de DR. Las condiciones climáticas, los horarios de producción, las variaciones estacionales en las empresas y las necesidades de la vivienda, las vacaciones y otros factores afectan fuertemente la cantidad de electricidad que un cliente consumirá, independientemente de cualquier variación de precios o pago de incentivos debidas a un programa DR. Las metodologías de CBL deben tener en cuenta esta variabilidad natural e intentar proporcionar un cálculo lo más preciso posible, a fin de evitar cualquier sobre estimación o sub-estimación del alcance de la respuesta a la demanda. De hecho, al sobrestimar las reducciones reales de la demanda, una CBL puede dar lugar a una mayor participación en los programas de DR, pero a un costo mayor de lo necesario para el sistema y con el riesgo de obtener recursos poco fiables que podrían no colmar las expectativas adecuadamente cuando entren en



acción. Por el contrario, la sub-estimación de las reducciones de la demanda puede disuadir a los clientes de participar en programas de DR y conducir a una explotación sub-óptima de los recursos del lado de la demanda.

Una metodología sofisticada puede proporcionar estimaciones precisas de los patrones de consumo normales del cliente pero ser tan complicada de implementar que las estimaciones sólo están disponibles después del final del evento de DR, lo que reduce el atractivo del programa para los recursos proveedores de DR. Por el contrario, una metodología que sea sencilla y fácil de implementar además de bastante precisa en sus estimaciones, puede ser propensa a ser utilizada con diferentes estrategias que beneficien al consumidor pero perjudiquen al sistema. Por último, una metodología puede ser buena para verificar la prestación de un servicio como la regulación de frecuencias, pero no es en absoluto adecuada para medir la contribución de la reducción de la demanda en los mercados de la energía. Por lo tanto, existe una pluralidad de metodologías CBL y no hay una solución única para todos. La mejor metodología a adoptar dependerá de varios factores como las características específicas del producto DR en cuestión, las normas del programa relativo y sus participantes. Tipo de desencadenadores de eventos, duración y frecuencia del evento, tiempo de notificación, datos históricos y actuales disponibles, presencia de la generación *in situ* de las instalaciones del proveedor de DR y los objetivos generales del programa de DR (por ejemplo, garantizar la fiabilidad y la adecuación del sistema) todos deben ser considerados; entre otras cosas.

## 6.2. Clasificación de metodologías CBL en EE.UU

Los programas de respuesta de la demanda administrados por el mercado mayorista han sido desplegados en los Estados Unidos desde principios de este siglo [27, 26]. Los ISO y los RTO las han utilizado para adquirir capacidad a largo plazo y servicios auxiliares, introducir una mayor competencia en los mercados de energía y para reducir los precios en los momentos del pico de la demanda. Para la formulación de una línea de referencia para medir la reducción efectiva de la carga ante un evento de DR se pueden distinguir por una serie de elementos: la definición de una línea base estática o dinámica; el uso de datos de carga históricos del consumidor individual o el uso de muestreos estadísticos; la granularidad de los datos de consumo utilizados (diariamente, por hora o menos); la longitud de la ventana de tiempo de los datos históricos para el cálculo de CBL; las reglas para excluir determinados datos del proceso de estimación de la línea de base; el tipo de cálculo (por ejemplo, promediar frente a la regresión); el uso de ajustes y tapas de línea base; y así sucesivamente.

Aunque hay muchos tipos de CBL, gracias a los esfuerzos de The North American Energy Standards Board (NAESB), existe una estructura básica .oficial.ªprobada por la FERC (y ordenada) que define cómo se crean y apli-

FIGURE 1. TIMING OF DEMAND RESPONSE EVENT<sup>5</sup>

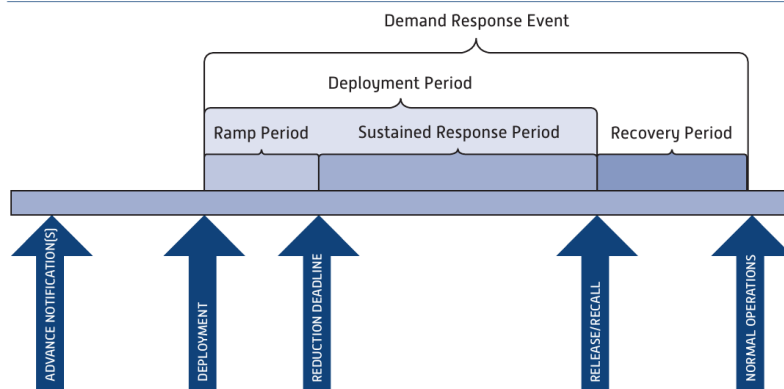


Figura 28: Fases de un evento de Demand Response [26].

can las CBL en la medición y verificación de la respuesta a la demanda. En la Figura 28 se identifican los plazos de tiempo dentro de un evento DR. Existen dos tipos de notificaciones: en algunos casos, los servicios públicos y/o los operadores de red pueden proporcionar una notificación anticipada a los clientes o agregadores de clientes cuando saben que se producirá o es probable que se produzca un evento de DR. Cuando es seguro que se convocará un evento DR, el operador del mercado y/o los operadores de la red eléctrica notifican oficialmente que se ha iniciado el evento. Los agregadores notifican posteriormente a sus clientes del evento en el horario acordado para que los clientes respondan al servicio de DR acordado.

Un evento de DR tiene tres fases de reducción.

- *Fase 1* – El periodo de rampa, en el cual comienza el evento de DR, es el momento en que los diferentes participantes convocados comienzan a recortar su consumo.
- *Fase 2* – Es lo que se conoce como sustained response period, que es el período de tiempo limitado por el plazo de reducción y la liberación/retiro de carga del sistema, es el tiempo en el que se espera que los recursos de DR hayan llegado y se mantengan en su nivel de restricción comprometido.
- *Fase 3* – El período de recuperación, que se produce después de que se haya notificado a los clientes que el evento ha finalizado, es el período en el que los clientes comienzan a reanudar las operaciones normales.

La línea de base o CBL es la carga eléctrica que el cliente habría consumido en ausencia de un evento. Los datos reales del medidor (smart meter)

de la ventana de tiempo que dura el evento se comparan con la CBL estimada para determinar la respuesta del cliente. Estas metodologías de CBL difieren en cuanto a la forma de línea base, el tipo de datos utilizados, el marco temporal de los datos históricos y el objetivo y el diseño del programa.

Metodologías de CBL adoptadas por la FERC

- **Baseline Type I:** la línea de base se genera utilizando datos históricos del usuario los cuales también pueden utilizar datos meteorológicos y/o un perfil de carga histórica (en caso de cambios sostenidos en el tiempo del perfil de consumo) para generar un perfil de CBL que normalmente cambia hora a hora
- **Carga base máxima (Maximum Base Load o también conocida como Firm Service Level en PJM):** utiliza la carga del sistema y los datos de medidores individuales de eventos anteriores de DR para generar un nivel de demanda eléctrica plana y constante para la CBL y donde el cliente debe permanecer por debajo.
- **Meter Before – Meter After:** la línea base se genera utilizando solo datos de carga reales de un período de tiempo inmediatamente anterior a un evento.
- **Línea de base Tipo II:** el muestreo estadístico genera una línea de base para una cartera de clientes en los casos en que la medición del consumo en los intervalos de tiempo exigidos no está disponible el sitio del cliente o para todos los sitios en caso que sean clientes distribuidos geográficamente.
- **Generación:** la línea de base se establece como cero y se mide con las lecturas de uso de los generadores de respaldo de emergencia detrás del medidor (behind-the-meter). Este tipo de línea base solo es aplicable a instalaciones con generación in situ.

La Figura 29 muestra un ejemplo de que tipo CBL puede aplicarse en cada uno de los diferentes tipos mercados mayoristas.

Los recursos de demanda pueden participar en varios programas del mercado de capacidad, en el mercado de energía a través del Programa Economic Load Response para ofrecer energía disponible (day-ahead o en tiempo real) y en el mercado de servicios auxiliares (regulación, reserva sincronizada y reserva de programación day-ahead). Para el mercado de energía, la metodología propuesta es el tipo de 3 días con SAA, como se describe en la Sección 3.3A.2 del "*PJM Operating Agreement 11*" [PJM-11]. La metodología produce una línea de base que puede clasificarse dentro de la línea de base tipo I y, más específicamente, dentro de la modalidad *High X of Y category*. Esto significa que hay que mirar los niveles de consumo de los Y días más recientes que preceden al día de reducción de la demanda (día del

Performance Evaluation Type	Service Type			
	Energy	Capacity	Reserves	Regulation
Maximum Base Load	✓	✓		
Meter Before / Meter After	✓	✓	✓	✓
Baseline Type-I	✓	✓	✓	
Baseline Type-II	✓	✓	✓	✓
Metering Generator Output	✓	✓	✓	

Source: IRC (2008), *Measurement and Verification Standards Wholesale Electric Demand Response Recommendation Summary*, p. 61.

Figura 29: Estándares de medición de CBL aplicados en diferentes servicios [27].

evento); a continuación, seleccione de estos Y días, los X días con el nivel de carga más alto, siendo X igual a 3 en este caso.

En el caso de la regulación y las reservas, tanto sincronizadas como programadas day-ahead, las metodologías CBL adoptadas suelen ser diferentes del tipo de 3 días descrito anteriormente. De hecho, los recursos de demanda que prestan estos servicios son remunerados con el fin de cambiar la cantidad de energía que retiran de la red a corto plazo o su capacidad para seguir una señal de control (casi instantáneamente para la regulación, en un plazo de 10 minutos para la reserva sincronizada y en 30 minutos para la reserva programada day-ahead), para una duración de tiempo más corta (de segundos a unas pocas horas) y con un mayor grado de confiabilidad. Dado que el operador del sistema no está interesado en el nivel absoluto del consumo de electricidad del usuario final, sino más bien en un cambio preciso en el nivel de consumo, las CBL son generalmente del tipo Meter Before – Meter After [7]<sup>8</sup>. Más precisamente, en el caso de la reserva sincronizada, la línea de base para un recurso de demanda específico se establece por el nivel de consumo medido al inicio del evento. A continuación, este valor se compara con el nivel de consumo medido diez minutos después del inicio del evento. La diferencia entre los dos proporciona la reducción efectiva de demanda proporcionada por el recurso.

De manera coherente, la respuesta a la demanda que proporciona un servicio de regulación se verifica comparando el consumo cuatro segundos antes de la señal y el consumo inmediatamente después de la señal.

Para medir la contribución real de los recursos de demanda que partici-

<sup>8</sup>Nota: See Section 4.2.11 of PJM Manual 11 on Energy & Ancillary Services Markets Operations. In order to allow for small fluctuations and possible telemetry delays, meter reading at the start of the event is defined as the greatest meter reading between one minute prior to and one minute following the start of the event. Similarly, a resource's meter reading ten minutes after the event is defined as the lowest meter reading achieved between nine and 11 minutes after the start of the event.

pan en el Programa de Emergency Load Response del mercado de capacidad, PJM adopta varias líneas de base. Sin entrar en detalles, basta decir que la contribución energética se mide estableciendo una línea de base que suele ser el mismo tipo de 3 días con AAS, utilizado en el Programa de Economic Load Response, mientras que la contribución de capacidad normalmente se mide por una metodología de referencia del tipo Carga base máxima (Maximum Base Load).

## 7. Conclusiones

Este informe pretende abordar la estructura de los mercados eléctricos modernos y los mecanismos de control utilizados por operadores de red para mantener el sistema balanceado en todo momento. Particularmente se estudian los productos y servicios disponibles en los mercados mayoristas dirigidos a los recursos de demanda con capacidad de modular en algún grado de libertad su consumo en forma dinámica. Se estudiaron básicamente dos modelos de mercado, uno con un funcionamiento fuertemente basado en un mercado de intercambio o exchange con características de bolsa de valores (PJM); y otro basado fuertemente en contratos a futuro y complementado por mercados de intercambio o exchange (mercados inglés y alemán).

En estos mercados se profundiza en los productos destinados al control de la estabilidad del sistema eléctrico ofrecidos a terceros y particularmente a recursos de demanda. Se desarrollan sus restricciones técnicas y operativas, como ser la capacidad mínima de participación, tiempo de respuesta ante una convocatoria, entre otras. Se hace un recuento de los mecanismos para medir la performance del recurso al participar en una convocatoria y como es la estructura de los pagos por brindar el servicio, lo cual concierne directamente a los generadores de políticas y a los encargados de generar las condiciones para que estos recursos estén motivados a participar.

Se pueden observar algunas características propias de los servicios que favorecen o limitan la participación de estos recursos en mantener la estabilidad de la red. Se puede apreciar como un sistema abierto y con periodos de tiempo acotado entre la adjudicación del servicio y el momento de brindar físicamente el servicio de respuesta limita en gran medida la participación de estos actores. Esto se debe a la dinámica y característica estocástica de mucho de estos recursos de demanda, los altos precios por brindar el servicio (en esto se destacan fuertemente los sistemas de baterías o *grid energy storage*), cuya tecnología no se encuentra madura para ser competitiva. En este sentido es que los reguladores de los mercados se encuentran incursionando en nuevos productos caracterizados por: con horizontes de tiempo de ejecución menores, con horizontes de treinta minutos y llegando incluso a los quince minutos; límite de capacidad menores por debajo de un MW y distribuidos en varios puntos geográficos; y mercados y mecanismos más dinámicos que

permitan su participación. En este sentido un mercado basado en licitaciones a largo plazo y con precios por oferta relega en gran medida a estos recursos, los cuales se ven favorecidos a participar en mercados a corto plazo.

## Referencias

- [1] Michael A Einhorn. *From regulation to competition: new frontiers in electricity markets*. Springer, 1994.
- [2] Steven Stoft. Power system economics. *Journal of Energy Literature*, 8:94–99, 2002.
- [3] Paul L Joskow, Richard Schmalensee, et al. *Markets for power: an analysis of electrical utility deregulation*. MIT Press Books, 1, 1988.
- [4] Hung-po Chao and Robert Wilson. Design of wholesale electricity markets. *Electric Power Research Institute, Draft*, 990101, 2001.
- [5] Michael G. Pollitt. The european single market in electricity: An economic assessment. *Rev Ind Organ*, 1, 2019.
- [6] T.W. Berrie and M. Hoyle. Treating energy as a commodity. *Energy Policy*, 13(6):506 – 510, 1985.
- [7] PJM: Day-Ahead and Real-Time Market Operations. *Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations*. PJM, 108 edition, March 2019.
- [8] Federal Energy Regulatory Commission. Assessment of demand response and advanced metering. Technical report, U. S. Department of Energy, 2008. [Online]. Available: <http://www.ferc.gov/legal/staffreports/demand-response.pdf>.
- [9] PJM. PJM - Market for electricity, 2019. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/markets-and-operations.aspx>.
- [10] Monitoring Analytics. PJM State of the Market - Section 6: Demand Response, 2019. [Online]. Available: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2019.shtml](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019.shtml).
- [11] PJM Dispatch center. *Manual 12: Balancing Operations*. PJM, 39 edition, Feb 2019.
- [12] Yingqi 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*, 100:271–282, 2017.

- [13] PJM Report. The evolution of Demand Response in the PJM Wholesale Market, 2014. [Online]. Available: [https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/demand-response/20141007-pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response--in-the-pjm-wholesale-market.ashx?la=en\\*](https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/demand-response/20141007-pjm-whitepaper-on-the-evolution-of-demand-response--in-the-pjm-wholesale-market.ashx?la=en*).
- [14] Federal Energy Regulatory Commission. Frequency Regulation compensation in the organized Wholesale Power Markets: No 755, final rule order. *FERC*, 137, 2011.
- [15] Monitoring Analytics. PJM State of the Market -Section 10: Ancillary Service, 2019. [Online]. Available: [https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2019.shtml](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019.shtml).
- [16] PJM. Wholesale Energy Market, 2019. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/the-value-of-pjm-markets.ashx?la=en>.
- [17] NationalGrid ESO. Balancing services, 2019. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services>.
- [18] Elexon. *The Electricity Trading Arrangements*, 2019. [Online]. Available: <https://www.elexon.co.uk/documents/training-guidance/bsc-guidance-notes/beginners-guide-2/>.
- [19] NationalGrid. Wider access to the Balancing Mechanism Roadmap. Technical report, NationalGrid, 2019.
- [20] NationalGrid. Product Roadmap - For Frequency Response and Reserve. Technical report, 2017.
- [21] NationalGrid. Technical guidance and testing procedure for static and dynamic demand response and battery storage providers of frequency balancing services, April 2015.
- [22] SMARD-Strommarktdaten, 2019. [Online]. Available: <https://www.smard.de/en/strommarkt-erklaert/alle/5884>.
- [23] 50Hertz EliaGroup, 2019. [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/en/Market/Balancingenergy>.
- [24] Sebastian Just. The German market for System Reserve Capacity and Balancing Energy. EWL Working Papers 1506, University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics, 2015.
- [25] The Regulation (EU) 2017/1485. *Prequalification Process for Balancing Service Providers (FCR, aFRR, mFRR) in Germany*, 2019.

- [26] Enernoc. The demand response baseline, 2019. [Online]. Available: [https://library.cee1.org/sites/default/files/library/10774/CEE\\_EvalDRBaseline\\_2011.pdf](https://library.cee1.org/sites/default/files/library/10774/CEE_EvalDRBaseline_2011.pdf).
- [27] Nicolò Rossetto. An overview of the methodologies for calculating customer baseline load in pjm. *European University Institute*, 2018.