UNIVERSIDAD EAFIT

Vigilada Mineducación



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

N° 20-03

2020

Integration of non-conventional renewable energy sources and smart grids in the United States: evidence from PJM

Dalia Patino, Manuel Correa, John García.

cief
Centro de Investigaciones Económicas y Financieras
Universidad EAFIT

Integración de fuentes de energías renovables no convencionales y redes inteligentes en Estados Unidos: evidencia para PJM[1]

Integration of non-conventional renewable energy sources and smart grids in the United States: evidence from PJM

Dalia Patino Echeverri [*]
Manuel Correa Giraldo[**]
John García Rendón[***]

Diciembre, 2019

Resumen

Algunos de los retos a los que se han enfrentado en los mercados Norteamericanos con la inclusión de fuentes de generación eléctrica eólica y solar consiste en la incertidumbre y la variabilidad que presentan estas fuentes y, por tanto, han evidenciado la necesidad de diferentes estrategias para aumentar la flexibilidad operacional de los sistemas. Además, con el fin de compensar los menores ingresos para los generadores, derivados de los menores precios de estas fuentes y para los distribuidores dada la mayor generación distribuida, han explorado la necesidad de pagos por capacidad u obligaciones de energía firme y los pagos por provisión de servicios auxiliares para garantizar la estabilidad dinámica de sistema, en el primer caso, y en el segundo, han explorado cómo garantizar la co-existencia de los sistemas de generación centralizada de gran escala con los sistemas distribuidos. Asimismo, en PJM la participación de los consumidores, por medio de la respuesta de la demanda, en el mercado de capacidad, quizás es uno de los más desarrollados a nivel mundial. Así el objetivo de este artículo es describir los cambios que se han dado en Estados Unidos específicamente en PJM para incentivar la generación renovable y la eficiencia energética, garantizando la confiabilidad del sistema.

Abstract

Some of the challenges that have been faced in the North American markets with the inclusion of wind and solar power generation sources, consists in how to deal with the uncertainty and variability that these sources present; therefore, the need for different strategies to increase the operational flexibility of the systems has become evident. In addition, in order to compensate the lower revenues of generators, as a result of lower prices of these sources and for distributors given the increase in distributed generation,

[1] Este estado del arte corresponde a uno de los mercados eléctricos estudiados sobre los avances que se han tenido en la inclusión de fuentes de energías renovables no convencionales y la implementación de redes inteligentes a nivel mundial del proyecto: "Política, regulación y mercados", con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se desarrolló en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS. Los autores agradecen los comentarios de Alejandro Gutiérrez, Juan Camilo Arbeláez y Silvia Chaparro a una versión preliminar.

[*] DUKE University, Correo electrónico: dalia.patino@duke.edu

** Estudiante PhD Universidad de EAFIT. Correo electrónico: mcorre33@eafit.edu.co

*** Departamento de Economía, Universidad EAFIT. Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; Dirección: Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

the regulator has explored, in the first case, the need for payments for capacity and payments for provision of ancillary services to guarantee the dynamic stability of the system; and, in the second case, the regulator has explored how to guarantee the coexistence of large-scale centralized generation systems with distributed systems. Likewise, in PJM the participation of consumers, through demand response, in the capacity market is perhaps one of the most developed worldwide. Thus, the objective of this paper is to describe the changes that have taken place in the United States, specifically in PJM to encourage renewable generation and energy efficiency, ensuring the reliability of the system.

Palabras clave: Mercado eléctrico estadounidense; PJM; FNCER; Respuesta de la Demanda; Transición energética.

Key Words: U.S. electricity market; PJM; NCRE; Demand Response; Energy transition.

JEL Classification: D47; L11; L51; L78.

1. Generalidades de la economía de los Estados Unidos y sus mercados eléctricos

Estados Unidos es una república federal constitucional compuesta por cincuenta estados y un distrito federal. Es la tercera economía más poblada del mundo con 328 millones de habitantes, la cuarta con mayor área con 9.83 millones de km^2, la primera por su producto interno bruto (PIB), y la segundo por emisiones de dióxido de carbono provenientes de la combustión de combustibles fósiles (Worldometers, 2019), después de China. Estados Unidos con alrededor del 4% de la población del mundo es responsable por aproximadamente 14% de las emisiones globales de CO_2 (IEA, 2019).

Esta economía es privilegiada con recursos de energía fósil. Posee la mayor cantidad de reservas recuperables de carbón equivalentes a la quinta parte de las reservas mundiales y en la actualidad, la producción energética interna equivale a casi 90% de su consumo (EIA, 2018a)[2]. Con 123.2 trillones de pies cúbicos de gas (*TCF*) y 6.4 billones de barriles de petróleo sus reservas comprobadas de gas natural y petróleo son más del doble de las estimadas una década atrás (EIA, 2018b).

A pesar de que las reservas recuperables de carbón (250 billones de toneladas cortas en 2018; EIA, 2018a)[3], asumiendo una tasa de explotación igual a la actual, alcanzarían 325 años, la proporción de este combustible en la matriz energética ha ido disminuyendo paulatinamente, dando espacio a mayor penetración de gas natural y energía renovable (Gráfico 1). Las políticas ambientales y la abundancia de gas natural a bajo costo han sido las principales causas de esta transición. Para 2018, el petróleo suministró el 37% de la energía primaria, el gas natural el 29% y el carbón el 14%. El

[2] "In 2017, the amount of energy produced in the United States was equal to about 87.5 quadrillion Btu, and this was equal to about 89.6% of U.S. energy consumption" (EIA, 2019a).

[3] En efecto, Estados Unidos es el país con mayores reservas de carbón, equivalentes a la quinta parte las reservas mundiales.

sector de producción eléctrica es responsable de alrededor del 38% del consumo de energía primaria y el sector industrial es cercana al 22% (Gráfico 2).

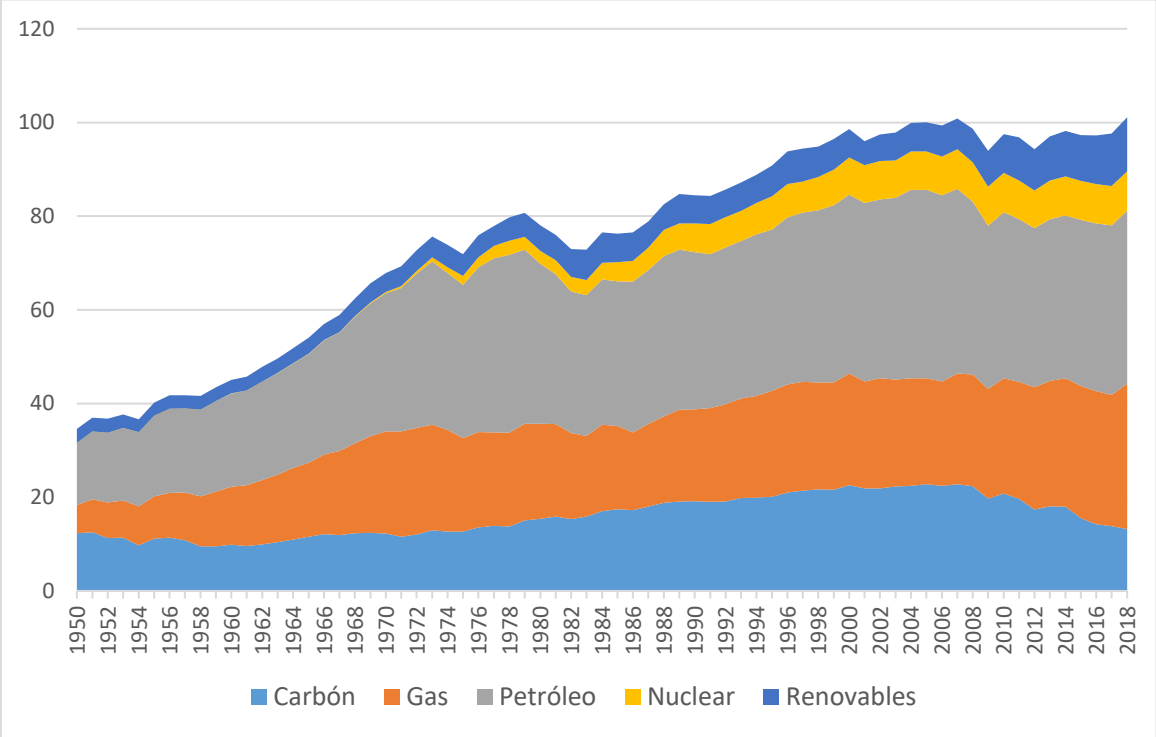

Gráfico 1. Evolución histórica del consumo de energía primaria (billones de btu). Fuente: EIA (2019a).

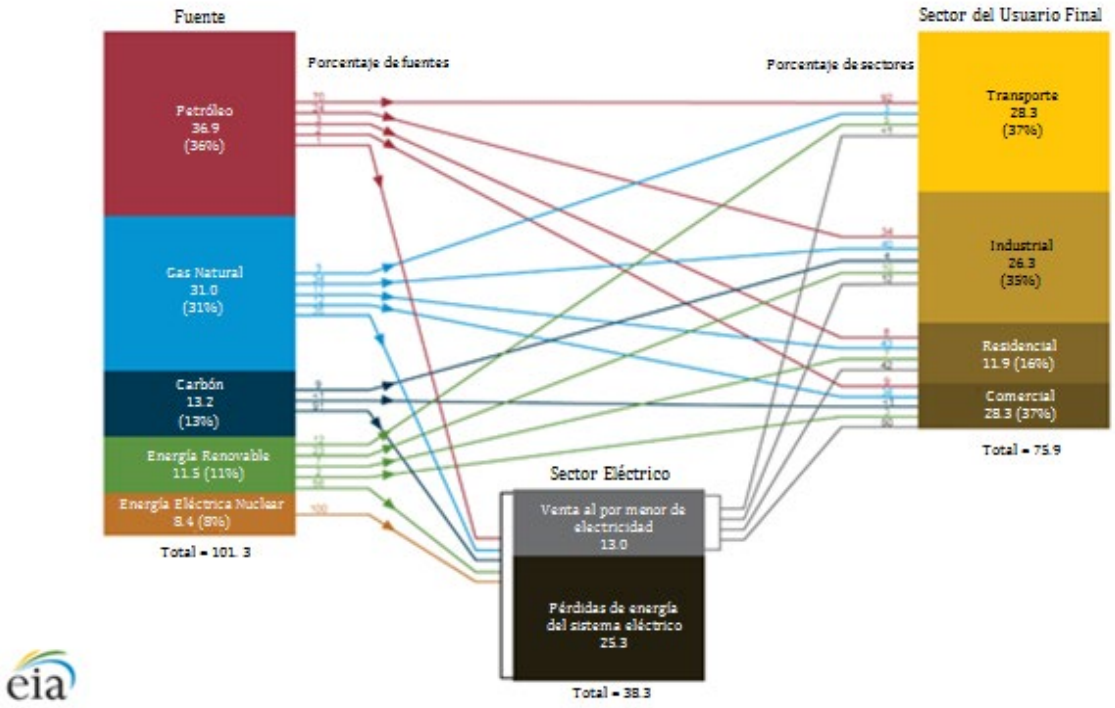

Gráfico 2. Consumo de energía primaria por sector y fuente en 2018 (billones de btu). Fuente: EIA (2019a).

Para 2018, el 63.5% de la electricidad en Estados Unidos se generó con fuentes fósiles, el 35% de la electricidad se realizó con gas natural y cerca del 27% con carbón. La implementación masiva de la tecnología de hidro-fractura que permite extraer gas natural atrapado en formaciones de esquisto, causó un inesperado cambio en los prospectos del país para reemplazar el carbón y disminuir sus emisiones de CO2. Mientras que a finales de los años 90 y principios del nuevo milenio se discutía la creación de puertos para importación de gas licuado, desde el 2017 y, por primera vez en 60 años, el país es un exportador neto de este recurso (EIA, 2018c).

Por otra parte, sólo el 17.1% de la generación de electricidad procede de fuentes renovables, donde la generación eólica y la solar representan el 8.2%. La composición actual de la capacidad eléctrica instalada del país se resume en la Tabla 1.

Tabla 1. Generación de electricidad en EE. UU. Por fuente, cantidad y participación del total en 2018

Fuente de Energía	**Miles de millones de kWh**	**Participación**
Total - todas las fuentes	**4,178**	
Fuentes fósiles (total)	**2,651**	**63.5%**
Gas natural	1,468	35.1%
Carbón	1,146	27.4%
Petróleo	25	0.6%
Otros gases	12	0.3%

Nuclear	**807**	**19.3%**
Renovables (total)	**713**	**17.1%**
Hidroeléctrica	292	7.0%
Eólica	275	6.6%
Biomasa	63	1.5%
Solar	67	1.6%
Geotérmica	17	0.4%
Hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo[4]	**-6**	**-0.1%**
Otras fuentes	**13**	**0.3%**

Fuente: EIA (2019b).

2. Estructura institucional del mercado eléctrico en Estados Unidos

Las principales instituciones del mercado eléctrico estadounidense son la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission o FERC*), responsable de regular el mercado mayorista, la transmisión de electricidad en el comercio interestatal, la concesión de licencias hidroeléctricas, además, de emitir y hacer cumplir las normas de confiabilidad obligatorias y de monitorear e investigar los mercados de electricidad.

La Comisión de Regulación Nuclear (*Nuclear Regulatory Commisssion o NRC)* es la encargada de emitir licencias para centrales nucleares comerciales y de regular diversos aspectos de la industria nuclear.

El Departamento de Energía (*Department of Energy o DOE*) es el responsable de instituir e implementar políticas energéticas y de administrar programas de desarrollo energético.

La Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (*North American Electric Reliability Corporation o NERC*) tiene autoridad para fijar estándares de confiabilidad del suministro eléctrico mayorista en todos los estados bajo la dirección de la FERC.

La Agencia de Protección Ambiental (*US Environmental Protection Agency o EPA*) es responsable de regular las emisiones de carbono de fuentes estacionarias.

La Comisión de Comercio de Productos Básicos Futuros (*Commodity Futures Trading Commission o CFTC*) regula los mercados de derivados de posibles abusos y ciertas transacciones de productos básicos. La CFTC no tiene jurisdicción sobre las ventas físicas de electricidad.

[4] La generación hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo es negativa porque la mayoría de las instalaciones de almacenamiento por bombeo utilizan más electricidad de la que producen anualmente. La mayoría de los sistemas de almacenamiento por bombeo utilizan combustibles fósiles o energía nuclear para bombear agua al componente de almacenamiento del sistema.

Así mismo, las Comisiones Estatales de Servicios Públicos (*Public Utility Commission o PUCs*) tienen la jurisdicción sobre el comercio minorista y la distribución local en los estados donde se realizan las ventas. Además, se encargan de regular los términos y condiciones asociadas a las ventas de electricidad por parte de las Compañías Locales de Distribución (*Local Distribution Companies o LDC*) a los usuarios finales. Las PUCs también regulan la ubicación y la construcción de redes de transmisión, distribución local e instalaciones de generación (excepto las hidroeléctricas y nucleares comerciales).

La red eléctrica continental tiene tres componentes: la Interconexión del Este, la Interconexión del Oeste que están reguladas por FERC y la de Texas (*Eletric Reliability Council of Texas o ERCOT*) que no está conectado a la red de transmisión fuera de Texas. El mercado mayorista, la transmisión y la distribución de electricidad en ERCOT están reguladas por la Comisión de Servicios Públicos de Texas. Aproximadamente 60% de la demanda eléctrica es servida por Organizaciones Regionales de Transmisión (*Regional Transmission Organization o RTO*) conformadas a finales de la década de los 90 como resultado de una reforma regulatoria que buscaba crear mercados mayoristas para incrementar la eficiencia del sector de la misma manera que se había visto en otras industrias reestructuradas exitosamente como la de transporte aéreo.

El proceso de reestructuración en un gran número de estados se vio truncado o fue puesto fuera de consideración en los años 2000 y 2001, cuando se hizo evidente que la crisis de California, con apagones masivos y la quiebra financiera de una de las más grandes compañías eléctricas, se había propiciado por manipulación de los mercados mayoristas recién conformados. Como resultado de esto, en el 2019, 33 de los 51 estados tienen al menos parte de su territorio servido por empresas monopolísticas, verticalmente integradas, cuyas tarifas son reguladas por las PUCs (ElectricChoice, 2018).

Las operaciones de red están a cargo de 66 entidades (Autoridades de Balance, BA), 7 de las cuales están constituidos como Operadores Independientes del Sistema (*Independent System Operator o ISO*) / RTO (Figura 1). En las áreas donde existen mercados mayoristas, las ISO son sus operadoras.

En algunas de las áreas cubiertas por ISO/RTO donde operan mercados eléctricos mayoristas hay también mercados minoristas donde empresas compiten por el servicio de suministro eléctrico a los consumidores finales. Los principales participantes en los mercados mayoristas son: a) empresas propietarias de las líneas de transmisión, b) empresas propietarias de plantas de generación eléctrica, c) empresas distribuidoras de electricidad, d) grandes consumidores, e) empresas comerciantes de energía y productos financieros –*brokers*-.

Las empresas propietarias de las redes de transmisión son generalmente aquellas que hasta el proceso de reestructuración tuvieron derechos de monopolio en su área de servicio, pero que, con la creación de los mercados, debieron ceder la operación de estos

recursos a las RTO. Las empresas continúan siendo propietarias de las líneas de transmisión y responsables por su mantenimiento y expansión, pero no tienen ninguna injerencia en su operación. La operación es ejecutada por las RTO/ISO que dan acceso abierto, y no discriminatorio a todas las fuentes de generación registradas como participantes en el mercado.

Las empresas propietarias de generación eléctrica son de dos tipos: por un lado, están las empresas propietarias de redes de distribución y que tras el proceso de reestructuración han mantenido la propiedad de generación de estos activos (*Investor Owned Utilities o IOU*). Por otro lado, están los generadores independientes (*Independent Power Producers o IPPs*).

El papel de las empresas dueñas de las redes de distribución es distinto dependiendo de si el estado tiene o no, mercados minoristas. En los estados donde hay mercados mayoristas, pero no minoristas, las empresas dueñas del sistema de distribución son las únicas proveedoras de servicio al consumidor final en un área geográfica establecida y sus tarifas –e inversiones de capital- son reguladas por las PUCs. Estas compañías se llamaban hasta hace una década "entidades de servicio de carga" (*Load-Serving Entity o LSE*) y son las que se conocen actualmente como Local Distribution Companies – LDCs. En estos estados pueden existir también cooperativas y empresas municipales, cada una con su área de servicio establecida, sus sistemas de distribución, y sus activos de generación, o procedimientos para la compra de energía de generadores independientes. En los estados en los que hay mercados minoristas, estas LDCs prestan el servicio de distribución, pero solo compran y venden electricidad a los consumidores que las han seleccionado como proveedoras. Incluso en los mercados minoristas creados hace años, muchos consumidores nunca se cambiaron de empresa distribuidora y las LDCs continúan con la mayor participación del mercado minorista. Las operaciones de mantenimiento y expansión de las redes de transmisión operada por las LDCs, así mismo como sus tarifas de energía (ya que son "proveedoras de último recurso o POLR") son también reguladas por las PUCs.

Las RTO/ISO planean la expansión de capacidad de generación y transmisión en procesos que involucran a todos los participantes del mercado. La Orden 1000 de FERC (2019) sobre Planeación y Asignación de Costos para Redes de Transmisión, marca un hito en la historia regulatoria, obligando a todas las empresas eléctricas propietarias de líneas de transmisión, a participar en los procesos de planeación regionales y a identificar las necesidades y soluciones de capacidad de transmisión creadas por las políticas públicas (como por ejemplo integración de energías renovables). Sin embargo, como lo reporta un informe de las Tres Academias Nacionales (de ciencias, ingeniería y medicina) no hay en el momento, ninguna entidad responsable por garantizar la resiliencia del sistema nacional tomando medidas para reducir la probabilidad de apagones de larga duración que afectan extensas áreas geográficas (NASEM, 2017). Por esta razón, la vulnerabilidad de la red a destrucciones causadas por huracanes y otras calamidades naturales, o por ataques cibernéticos o físicos representa un gran riesgo para el país.

A dos décadas de reestructuración de la industria eléctrica norteamericana aún es imposible sacar una clara conclusión acerca del desempeño de los mercados eléctricos y los beneficios que de ellos han derivado los estados en los que se crearon. Los bajos precios del gas natural y el bajo costo marginal de la electricidad producida con energías renovables subsidiadas son responsables hoy de precios muy bajos al por mayor en todos los mercados, haciendo ver la reestructuración como muy exitosa. Pero como bien lo explican Bushnell (2015), los beneficios de los mercados mayoristas dependen de la relación entre los costos marginales y los costos promedio de la electricidad.

A mediados de los 2000, cuando los altos precios de gas natural pusieron los costos marginales de generación muy por encima de los costos promedio, muchos estados lamentaron la reestructuración. Sin embargo, con los activos de generación en manos de empresas privadas no reguladas, no había vuelta atrás. Es muy posible que los actuales bajos precios de la electricidad al por mayor, resulten en la necesidad de generar y/o fortalecer otras fuentes de ingresos (por ejemplo, por capacidad o resiliencia[5]), menoscabando así la importancia del mercado de energía.

Por otro lado, los mercados minoristas no se han desarrollado como se esperaba en los 2000 y aun hoy, los precios para consumidores finales residenciales son en su mayoría producto del proceso de regulación estatal y no de la competencia del mercado.

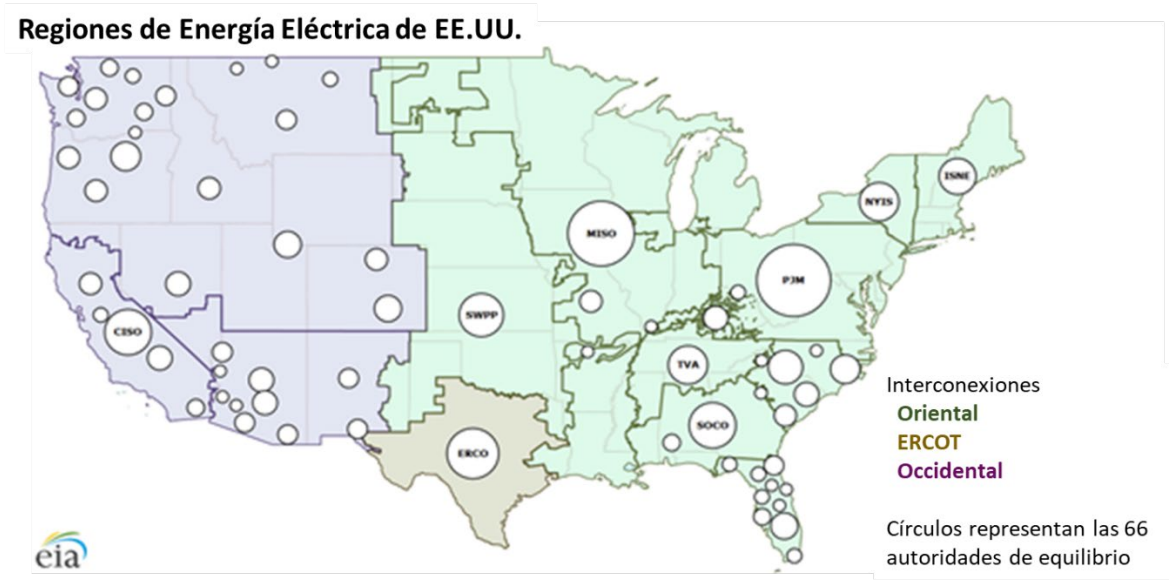

Figura 1. Interconexiones y operadores en los Estados Unidos. Los operadores MISO, CAISO, ERCOT, PJM, ISO-NE, NYISO, y SWPP son también ISO/RTO y administran un mercado mayorista. Fuente: EIA (2016).

Sin embargo, hay consenso general sobre los beneficios de la agregación de numerosos generadores y extensas redes de transmisión en un gran sistema que se planea y opera

[5] Las plantas de carbón, con su capacidad para almacenar hasta 3 meses de combustible –comparadas con las de gas natural, que están sujetas a disrupciones en el suministro de combustible-, podrían considerarse y compensarse como un recurso que contribuye a la resiliencia del sistema.

como una unidad. La monumental escala de las RTO/ISO, su diversidad de recursos de generación y consumidores, su operación coordinada y su planeación conjunta, han resultado en grandes ventajas para la planeación del sistema a largo plazo y en beneficios económicos como reducción del uso de combustibles (3-8% en Southwest Power Pool - SPP), reducción en costos de inversión ($1.2-$1.8 billones de dólares en MSO), reducción en los costos de integración de energías no convencionales (en el recientemente creado Mercado de balance de energía -*Energy Imbalance Market*- incluyendo California y otros estados occidentales).

Aunque los diseños de mercados en las ISO/RTO tienen notables diferencias, hay importantes características en común que vale la pena resumir. Por lo general, el mercado de energía ocurre en dos instancias.

En una primera instancia, se transa energía un día anterior a su producción/consumo, mientras que la segunda instancia ocurre en tiempo real, una hora o minutos antes del suministro de energía. Ambos mercados reciben ofertas de suministro de energía y de consumo y definen los precios usando un sistema de subasta uniforme[6] que incentiva a todos los proveedores de energía a presentar ofertas de precios muy cercanas a sus costos marginales de generación de energía. Para evitar la manipulación de precios que pueden presentarse cuando hay un margen muy estrecho entre la generación disponible/transmisible y la demanda, los generadores designados como "recursos de capacidad" son forzados durante condiciones de emergencia a presentar una oferta igual a sus costos marginales. Estos generadores son designados recursos de capacidad ya que dada su participación en mercados de capacidad (descritos más adelante) reciben pagos fijos (mensuales, bimensuales o anuales) sin importar su nivel de generación.

Los ISOs utilizan modelos deterministas de compromiso de unidad y optimización de despacho económico para suministrar el valor esperado de electricidad demandada (y teniendo en cuenta el valor esperado de generación de energía variable o *VER*). Estos modelos tienen en cuenta las restricciones de capacidad de transmisión eléctrica de la red y determinan precios nodales.

Para protegerse contra el riesgo que representan las fallas inesperadas de los generadores de energía y la infraestructura de transmisión y también contra los errores de pronóstico de la demanda, estos modelos deterministas programan la provisión de reservas operativas. De esta manera, los modelos de programación y despacho co-optimizan la provisión de energía y reservas. En general, las cantidades a procurar de reserva operativa (como una proporción de la demanda) se establecen con bastante antelación y se mantienen constantes entre los mercados DA y RT (Ela & O'Malley, 2012; Bartos et al., 2016) muchas veces ignorando la posibilidad de acotar o ampliar los requerimientos de acuerdo con actualizaciones de pronósticos de las fuentes de

[6] Es decir, se paga un mismo precio a todos los generadores sin importar su oferta. El precio es igual a la oferta del generador más costoso, requerido para satisfacer la demanda.

energía variable. En los mercados de MISO y CAISO se transa un producto conocido como “capacidad de rampa”.

En algunos mercados, unas horas después del cierre del mercado del día anterior, se determina si los pronósticos actualizados de demanda y producción de energía renovable indican la necesidad de comprometer generación o reservas adicionales a las ya programadas, por parte de generadores de inicio lento que serían imposibles de prender unas horas antes de las operaciones de tiempo real. En ese caso, se realiza un proceso de programación residual (*Residual Unit Committment*) que compromete los generadores adicionales necesarios para hacer frente a la incertidumbre y la variabilidad de la realización de la demanda y la producción de electricidad de recursos como los eólicos y solares fotovoltaicos (Nicholson, 2014).

En términos generales en los mercados eléctricos Estadounidenses, respecto al tema de políticas de competencia, dado el alto componente térmico en la tecnología para generación de electricidad y, por tanto, el conocimiento de los costos variables de estas tecnologías, se han utilizado mecanismos ex ante para monitorear y controlar posible abusos de poder de mercado (The Bratel Group, 2007; Wolak, 2001). Después de utilizar el test de agente pivotal, o de los tres agentes pivotales en el caso de PJM, el cual mide si la oferta de un agente es mayor a su demanda residual, convirtiéndolo en un agente indispensable para satisfacer parte de la demanda en la industria; el test sobre concentración de mercado, medido a través del Índice Herfindahl Hirschman (HHI) y la participación de cada empresa; si las empresas generadoras no cumplen estos requerimientos establecidos por el regulador, este interviene de forma ex ante para evitar el poder de mercado.

En la Figura 2 puede observarse los precios promedio para los usuarios residenciales en 2019 para los diferentes Estados en Norte América. A partir de la metodología de Choose Energy quien creo el Índice de precios de energía Choose Energy, este índice combina la tarifa promedio de electricidad de un estado con el consumo mensual promedio del mismo estado, de esta forma el índice es una proporción de la factura mensual promedio de ese estado en comparación con la factura mensual promedio de Estados Unidos.

Acorde a esta metodología, los estados con un índice más alto son Hawaii, Alabama, Connecticut, South Carolina y Georgia. Los estados con una factura mensual promedio más baja en comparación con la factura mensual promedio de Estados Unidos son New Mexico, Utah, Illinois, Colorado y Washington. Cuando se considera el precio por mercado el más alto es de ISO-NE (New England) seguido de HYISO (New York) y CAISO (California). Por su parte el al sector comercial, los estados con las tarifas más altas son Hawaii, Alaska, California, Massachusetts. Mientras que Texas, Idaho, Nevada, Virgina y Oklahoma son los estados con las tarifas para los usuarios comerciales más bajas del país.

Desde el punto de vista de generación con fuentes renovables, cabe resaltar que Texas es el Estado con mayor capacidad de generación eólica, este estado actualmente cuenta

con una capacidad de 18.500 MWh de generación a través del viento y espera incorporar otros 5.000MW. Por otra parte, California es el estado líder en generación solar con una capacidad de 14.000 MW, mientras que Washington produce dos tercios de su electricidad neta con centrales hidroeléctricas. Llama la atención los altos precios de California justificado fundamentalmente dada su crisis a finales de los 90 principios del 2000, han tratado, vía regulación, que los generadores reciban una remuneración estable y, en algunos casos, han transferido energía a los estados vecinos con el fin de que los precios no caigan.

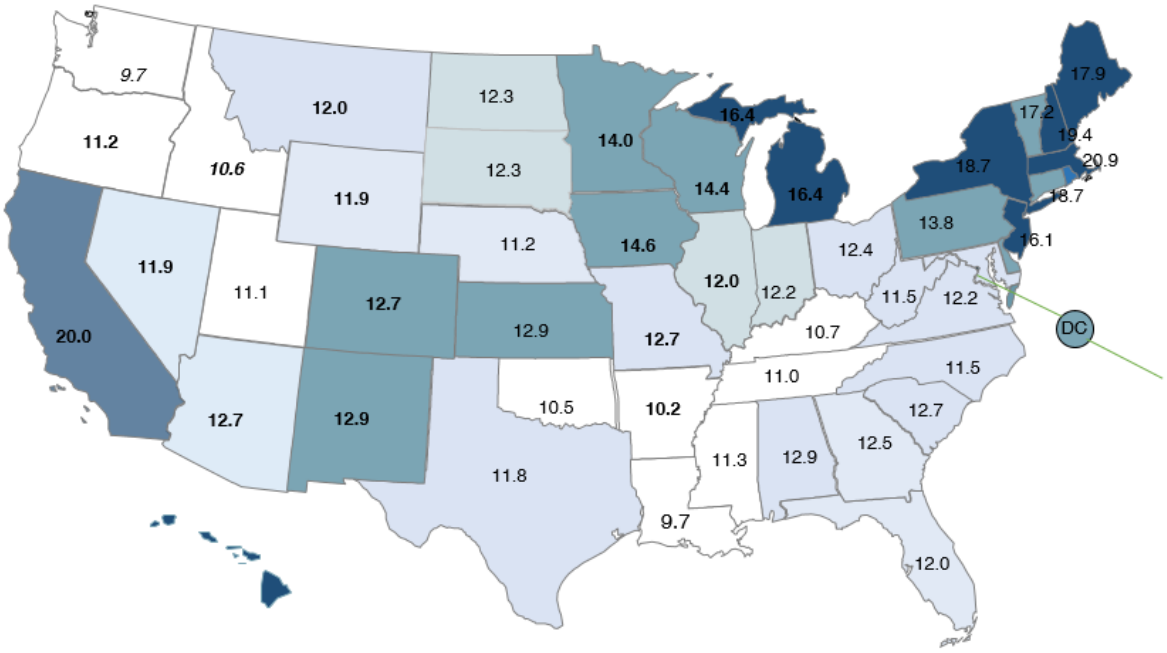

Figura 2. Precios promedio de electricidad por estado para usuarios residenciales 2019, (CentU$ / kWh). Fuente: EIA (2019)

3. Retos que han enfrentado los mercados Norteamericanos con la integración de fuentes de energías renovables no convencionales

Algunos de los retos a los que se han enfrentado en los mercados Norteamericanos con la inclusión de fuentes de generación eléctrica eólica y solar consiste en la incertidumbre y la variabilidad que presentan estas fuentes. Por ejemplo, en los mercados de California (CAISO) y el continente central (MISO), la alta penetración de energía solar distribuida y a gran escala empresarial (en CAISO) y de energía eólica (en MISO), han puesto de manifiesto la imperiosa necesidad de aumentar la flexibilidad operacional del sistema y de valorarla adecuadamente en el mercado. Definida como la capacidad de los generadores convencionales (o los equipos de almacenamiento o de los agregadores de demanda) de aumentar o disminuir su producción para responder a los cambios abruptos en la demanda neta del sistema, la flexibilidad operacional es

necesaria, por ejemplo, para hacer frente a la famosa curva del pato de California (Operator C.I.S., 2016).

Esta curva muestra como la demanda eléctrica neta crece abruptamente al anochecer cuando la disminución en la producción de los generadores solares coincide con el incremento típico de la demanda residencial a esas horas. Después de que en el 2012 se proyectaran las pendientes rampas que podrían observarse en la demanda neta del sistema en el 2020, el operador del sistema (CAISO) y los reguladores (CalPUC) implementaron una serie de medidas incluyendo: i) la obligación anunciada en el 2013 para que tres distribuidoras eléctricas (PG&E, Edison, and SDG&E) implementaran un total de 1,325 megavatios de almacenamiento de energía en el 2020, y ii) la introducción de un producto de Capacidad de Rampa Flexible, "Flexiramp" que sería valorado y transado en los mercados del día anterior y de tiempo real (Operator C.I.S, 2017; Xu, Tretheway, 2012).

Dado que el esperado aumento de la producción de energía eólica y solar, exacerbará la necesidad de capacidad de rampa (Navid y Rosenwald, 2013; Alizadeh, et al., 2016) múltiples sectores están embarcados en la exploración de diferentes estrategias para aumentar la flexibilidad operacional de los sistemas (Wang, Hodge, 2016). Las modificaciones realizadas por MISO son vistas como un paso intermedio hacia una reforma mucho más radical del diseño de mercados de corto plazo. Otro paso intermedio que ha sido implementado o está en discusión consiste en la introducción de mercados intra-diarios que se ajusten más naturalmente a las posibilidades de predecir con mayor exactitud la producción eólica y solar. Se sabe, por ejemplo, que el error de las predicciones de producción eólica disminuye con el lapso de anticipación (Foley, 2012).

De manera similar, se ha implementado o se considera la implementación de una modificación al mercado de tiempo real, que consiste en "mirar hacia adelante" ("look ahead"). En vez de despachar las unidades de la manera que minimiza los costos de satisfacer la demanda de tiempo real, un algoritmo que mira adelante, considera tanto la demanda de tiempo real, como el valor esperado de la demanda en uno o múltiples periodos de tiempo en el futuro inmediato (Navid, Rosenwald, 2012) (y coordinar el despacho en múltiples periodos en un "Time-coupled multi-period real-time economic dispatch").

La modificación de mercado más radical propuesta hasta el momento, consiste en reemplazar los algoritmos de optimización determinísticos usados actualmente en los mercados del día anterior, por un algoritmo de optimización estocástica. Los algoritmos determinísticos co-optimizan la provisión de energía y reservas operacionales en el día anterior, asumiendo que los recursos eólicos y solares producirán una cantidad igual a su valor esperado. Los niveles de reservas requeridos se fijan de acuerdo con unas reglas estáticas que consideran i) observaciones históricas del error en los pronósticos de energía eólica y solar, y ii) el costo de no poder satisfacer la demanda en tiempo real.

En contraste, un algoritmo estocástico, utiliza un modelo de optimización estocástica en dos etapas. La función objetivo, consiste en minimizar el costo de programar las unidades en el presente más el valor esperado del costo de reaccionar a todos los posibles escenarios futuros de producción eólica (o solar) en el tiempo real (o en un mercado intradiario). Múltiples estudios indican que la adopción de algoritmos de programación estocásticos reduciría los costos del sistema, los recortes de energía eólica y ayudarían a la convergencia de los mercados de día anterior y reales (Bouffard y Galiana (2008); Wang y Hobbs, 2016). Estos algoritmos, junto con una más amplia participación de la demanda también redundarían en beneficios, pero requieren de un cuidadoso diseño que prevenga el poder de marcado y comportamientos estratégicos (Daraeepour et al., 2016).

Otra pregunta importante sujeto de continua investigación en los Estados Unidos, tiene que ver con la necesidad y la manera de cómo garantizar la co-existencia de los sistemas de generación centralizada de gran escala, con los sistemas distribuidos. Partiendo del supuesto de que, al menos en el mediano plazo, los grandes generadores –junto con las redes de alto voltaje necesarias para movilizar su producto- son parte indispensable de un sistema económico, confiable y limpio, es necesario garantizar que el monto de los pagos que reciben, sea conmensurable con sus costos de capital, operación y mantenimiento.

En mercados con una gran participación de productores cuyos costos marginales son iguales a cero, es de esperar que los precios de los mercados de corto plazo se deprimirán y los ingresos de los generadores convencionales disminuirán. Para prevenir la bancarrota de estos recursos y su retiro del sistema, la disminución de estos ingresos, debe ser compensada con los pagos por capacidad u obligaciones de energía firme (OEF) y por los pagos por provisión de servicios auxiliares para garantizar la estabilidad dinámica de sistema (e.g., regulación de frecuencia, reservas operacionales de corto plazo y capacidad de arranque autónomo durante emergencias, etc).

La discusión acerca de si los mercados de obligaciones de energía firme, o mercados de capacidad ("capacity markets"), son o no necesarios, continúa abierta. El mercado de ERCOT por ejemplo, a cambio de mercado de capacidad, tiene el techo más alto para los mercados de tiempo real (U$9,000 dólares por kilovatio-hora) y una curva de demanda de reservas (Hogan, 2013) que eleva el precio spot de la energía y le ha permitido hasta el momento tener una capacidad instalada adecuada. En otros mercados, la falta de un precio robusto de capacidad junto con bajos precios en mercados de corto plazo ha puesto en peligro la viabilidad económica de plantas nucleares. Para hacerle frente a esta amenaza algunos Estados como Illinois y Nueva York, han decidido proporcionar subsidios a estos generadores en virtud de su confiabilidad y sostenibilidad para suplementar la remuneración que reciben en los mercados (Polson, 2017).

Asimismo, entre los muchos aspectos del diseño de los mercados de capacidad que se investigan, uno de alta importancia tiene que ver con la cuantificación de la energía firme que pueden proporcionar las plantas eólicas y solares y los recursos de demanda. La extensión del viejo concepto de Capacidad Efectiva de Soporte de demanda

("effective load carrying capacity ELCC") (Garver, 1996) a las fuentes de energía intermitentes en el contexto de mercados mayoristas organizados requiere de nuevos métodos que consideren y valoren adecuadamente la incertidumbre del recurso y tengan en cuenta la topología de la red y la composición de la matriz energética (MISO, 2016).

4. PJM Interconnection

4.1. Generalidades

PJM, es un conglomerado de energía (*power pool)* creado en 1927, lanzó su mercado de electricidad al por mayor, con ofertas basadas en costos y precios de mercado, en abril de 1997 y recibió reconocimiento formal de FERC como Operador Independiente del Sistema (ISO) en octubre del mismo año. Aunque originalmente servía únicamente los estados de Pensilvania, New Jersey y Maryland (con su nombre compuesto por las iniciales de estos tres), hoy en día coordina la transmisión eléctrica en un área que comprende 13 estados[7] y el distrito de Columbia, suministrando el servicio de electricidad a más de 65 millones de personas. Para marzo de 2019, PJM contaba con una capacidad de generación de 180.086 MW y 84.236 millas de líneas de transmisión (PJM, 2019a).

El conglomerado no es propietario de las líneas de transmisión, ni de los generadores. Se estima que la existencia de PJM como un gran mercado y organización regional de transmisión (RTO), resulta en un ahorro de entre 2.8 y 3.1 billones cada año, con respecto a la totalidad de costos en los que se incurriría si el mismo servicio se prestara como hace dos décadas, permitiendo solo transacciones bilaterales y flujo restringido de electricidad entre diferentes áreas.

Los procesos de planeación e inversión de la red y recursos, junto con la programación y despacho de toda la capacidad de generación de acuerdo con un objetivo de minimización de costos resultan en una reducción de entre 1.1 y 1.4 millones en costos de capital en generación. Otros ahorros incluyen 525 millones de dólares en costos de producción de energía, 600 millones en ahorro por la integración de recursos más eficientes (por ejemplo, reemplazo de generadores ineficientes con plantas de gas natural de ciclo combinado NGCC) y 475 millones de ahorros por confiabilidad (Gráfico 3).

[7] Trece estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia

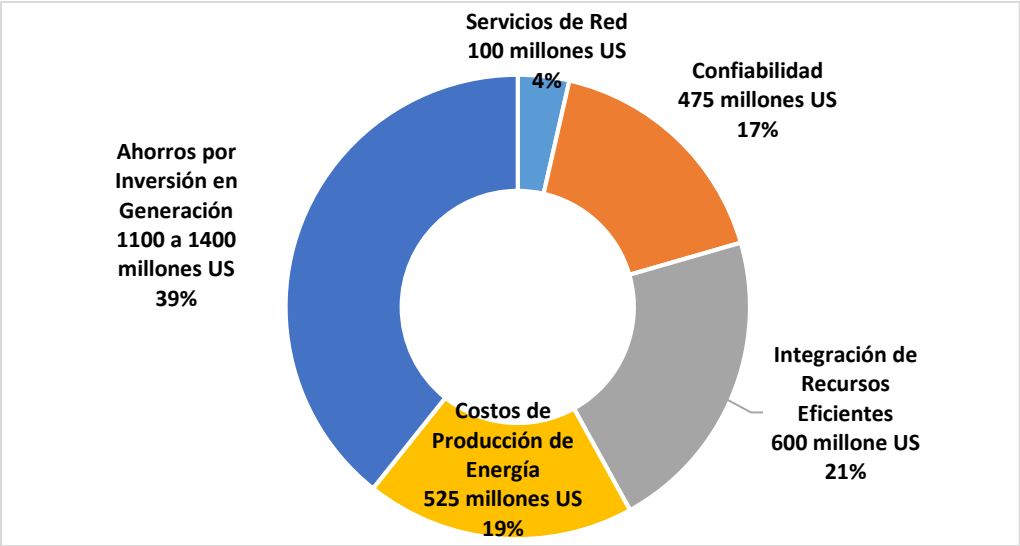

Gráfico 3. Propuesta de valor de PJM. Fuente: PJM (2018a).

4.2. Funcionamiento del Mercado

4.2.1. Participantes

PJM tiene varios tipos de miembros, según sea su capacidad de transar en el mercado, como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Tipos de miembros de PJM.

Miembros completos	**Miembro asociado**
Tienen derecho a participar en el mercado mayorista de electricidad y se dividen en dos tipos de membresía: miembros con derecho a voto o miembros afiliados. Los miembros votantes pueden votar en los comités permanentes de alto nivel. Los miembros afiliados pertenecen a la misma "familia" de compañías que los miembros votantes, pero no tienen derecho a voto.	Los miembros asociados pueden participar en el proceso de los interesados y tomar la capacitación ofrecida por PJM de forma gratuita. Sin embargo, estos miembros no pueden realizar transacciones ni participar en el competitivo mercado mayorista. Además, estos miembros no tienen derecho de voto en las actividades de los interesados, comités o grupos de trabajo.

Miembro ex oficio	**Miembro especial**
La membresía ex oficio está disponible para las oficinas estatales de defensores del consumidor. Este tipo de membresía no es elegible para realizar transacciones en el mercado mayorista de electricidad. Sin embargo, estos miembros tienen derechos de voto en el MRC y MC como parte del sector de clientes finales.	Los miembros especiales (Programa de reducción de carga de emergencia del cliente) reciben "membresía especial" para participar en el Programa de reducción de carga de emergencia de PJM. Los miembros especiales no tienen derecho a voto.

Fuente: PJM (2019c).

A abril de 2019 PJM operaba con 1,023 participantes entre los que se cuentan 327 compañías propietarias de generación, 539 proveedores de electricidad, 46 compañías de distribución, 58 propietarios de transmisión, 39 consumidores y 14 de compañías no dedicadas al negocio de la electricidad (PJM, 2019d).

Acorde al análisis de la Unidad de Seguimiento del Mercado (*Market Monitoring Unit o MMU*) la estructura de mercado agregada de PJM fue evaluada como parcialmente competitiva debido a que los índices de poder de mercado reflejaron que el mercado energético de PJM está concentrado acorde a los estándares establecidos por la FERC en el 94% de las horas de mercado y en el restante 6% estaba moderadamente concentrado. El promedio de HHI (Herfindahl-Hirschman Index) fue de 840 con un mínimo de 624 y un máximo de 1242 en 2018 (Monitoring Analytics, 2019). Los segmentos de mayor concentración se presentaron en las horas pico de demanda (ver Tabla 3).

Tabla 3. HHI para el mercado de energía diario: 2017 y 2018

	Mercado Horario	
	HHI (2017)	**HHI (2018)**
Promedio	919	840
Mínimo	696	624
Máximo	1205	1242
Mayor cuota de mercado (Una hora)	27%	27%
Promedio de la mayor cuota de mercado por hora	19%	19%
# de horas	8760	8760
# de horas HHI > 1800	0	0
% de horas HHI > 1800	0%	0%

Fuente: Monitoring Analytics (2019)

El mercado energético de PJM cuando se consideran los diferentes segmentos de oferta se observa que en el segmento básico presenta una baja concentración, en el segmento intermedio refleja una concentración moderada y en el segmento pico una alta concentración (Tabla 4).

Tabla 4. HHI para el mercado de energía diario (por segmento de oferta): 2017 y 2018

	2017			**2018**		
	Mínimo	**Promedio**	**Máximo**	**Mínimo**	**Promedio**	**Máximo**
Bajo	836	983	1273	735	895	1269
Intermedio	718	1542	5124	653	1475	6059
Máximo (Pico)	671	5826	10000	668	5009	10000

Fuente: Monitoring Analytics (2019)

El comportamiento de los participantes, el desempeño del mercado y el diseño de mercado muestra que las unidades marginales generalmente hacen ofertas a, o cerca de, sus costos marginales tanto en el mercado del día anterior (Day-Ahead) como en el mercado de balance de tiempo real (Real-Time), con algunas excepciones en las horas de alta demanda.

La mayor preocupación son los mercados locales y el rol de las transacciones hasta el momento de la congestión (*Up to Congestion Transaction o UTCs*) en el mercado de energía Day-Ahead (Monitoring Analytics, 2019).

4.2.2. Gobernanza

La interconexión PJM es una entidad sin ánimo de lucro, regulada por la FERC con varias empresas subsidiarias no reguladas (por ejemplo, una subsidiara vende servicios a otras ISO como modelos y herramientas computacionales). Los sistemas de información de PJM, presentan estadísticas actualizadas en tiempo real de varios indicadores de todos los mercados y completa información sobre el estatus de proyectos de expansión de capacidad de generación, transmisión y almacenamiento. PJM recauda 36 centavos de dólar por cada MWh transado de acuerdo con una tarifa

aprobada por la FERC para cubrir sus gastos de funcionamiento[8]. De acuerdo con el reporte anual de 2017, los más de 1000 miembros reportan una satisfacción del 92% y resaltan como áreas a mejorar la comunicación con los miembros y las herramientas computacionales y los procesos de toma de decisiones (PJM, 2017a).

El monitoreo de los mercados de PJM está a cargo de la empresa independiente Monitoring Analytics desde el 2008 que se creó a partir de la oficina de Monitoreo del Mercado de PJM establecida desde sus orígenes como RTO.

4.2.3. Tipos de mercados

Además de los mercados de energía, PJM administra los mercados de capacidad (*RPM*), mercados de Derechos Financieros de Capacidad de Transmission (*Financial Transmisison Rights o FTR*) y mercados de servicios complementarios (*ancillary servicies*), reservas, capacidad de arranque en negro (black start) y potencia reactiva. Los ingresos de PJM por cada uno de los productos transados se reportan en la Tabla 4.

Mercados de energía

En PJM hay dos mercados de energía, el del día anterior (Day-Ahead) y el de balance en tiempo real (Real-Time). El del día anterior es un mercado forward en el que se forman precios nodales para cada una de las 24 horas del siguiente día de operaciones, con base en ofertas de generación, ofertas de incremento y decremento de generación, ofertas de demanda y la información de transacciones bilaterales. El mercado de balance se ejecuta cada 5 minutos de acuerdo con las condiciones de generación, demanda y congestión de la red en tiempo real (Forward Market Operations, 2017).

La ISO opera estos mercados usando un algoritmo de programación de unidades (*unit commitment*) y despacho económico (*economic dispatch*) que co-optimiza la provisión de energía y reservas operativas con el fin de minimizar los costos de operaciones del día siguiente, manteniendo la confiabilidad del sistema. Los algoritmos determinan precios nodales (*Locational Marginal Price o LMP)* expresados para efectos de contabilidad en USD/MWh, que incluyen costos de energía, de congestión de red y un ajuste por perdidas térmicas en la trasmisión y representan el costo de suplir una unidad más de energía en ese nodo (es decir el costo marginal del sistema para el nodo en particular).

PJM ha logrado reducir el tiempo de programación de los mercados del día anterior a 3 horas, proveyendo de esta manera suficiente tiempo para que los generadores de gas adquieran el combustible necesario para su funcionamiento. La Figura 3 muestra el horario diario de la programación de unidades.

[8] Al cubrir la diferencia entre los costos reales de generación y transmisión de energía y los pagos estimados con el Sistema simplificado de programación y despacho de unidades asumiendo una red de corriente directa DC (y no AC).

Mercados de servicios complementarios

Tres tipos distintos de servicios complementarios se transan en PJM: Regulación, Reservas y Capacidad de arranque en negro. El servicio de Regulación corrige las desviaciones en frecuencia del estándar de 60 Hz, causadas por discrepancias entre oferta y demanda dentro del área de control (*Area Control Error*). El servicio lo proveen recursos con la capacidad para ajustar su producción o consumo en respuesta a una señal automatizada.

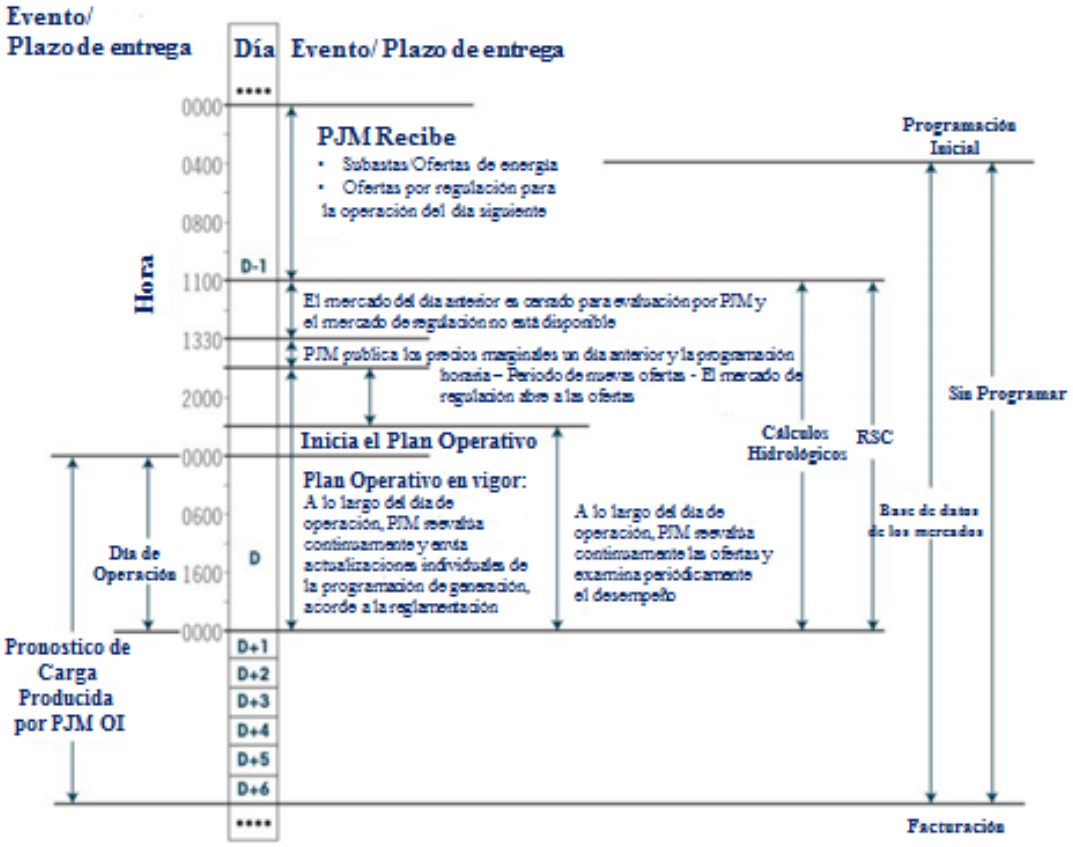

Figura 3. Cronograma de programación de las unidades de PJM. Fuente: Forward Market Operations (2019).

Tabla 5. Precios por categoría en 2017 y 2018.

Categoria	2017			2018			Cambio
	$/MWh	$ Millones	% del Total	$/MWh	$ Millones	% del Total	%
Energía de carga ponderada	**30,99**	**23.513**	**58,2**	**38,24**	**30.253**	**61,4**	**23,4**
Capacidad	**11,27**	**8.552**	**21,2**	**13,01**	**10.295**	**20,9**	**15,4**
Capacidad	11,23	8.524	21,1	12,97	10.260	20,8	15,5
Capacidad (FRR)	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,0
Capacidad (RMR)	0,04	28	0,1	0,04	34	0,1	17,1
Transimisión	**9,54**	**7.242**	**17,9**	**9,47**	**7.494**	**15,2**	**-0,8**
Cargos por servicios de transmisión	8,83	6.703	16,6	8,81	6.966	14,1	-0,3
Recuperación de costes de mejora de la transmisión	0,64	487	1,2	0,57	454	0,9	-10,6
Propietario de la Transmisión	0,10	73	0,2	0,09	74	0,2	-3,0
Asignación de costes de eliminación de vetas de transmisión (SECA)	-0,03	-21	-0,1	0,00	0	0,0	-100,0
Cargos de la Facilidad de Transmisión	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,0
Auxiliar	**0,77**	**585**	**1,4**	**0,83**	**654**	**1,3**	**7,3**
Reactivo	0,43	327	0,8	0,43	342	0,7	0,1
Regulación	0,14	104	0,3	0,18	145	0,3	33,6
Arranque en negro	0,09	70	0,2	0,08	65	0,1	-10,7
Reservas sincronizadas	0,06	42	0,1	0,06	50	0,1	14,7
Reservas no sincronizadas	0,01	7	0,0	0,02	15	0,0	106,4
Reserva de programación para el día siguiente (DASR)	0,05	35	0,1	0,05	37	0,1	2,0
Administración	**0,52**	**393**	**1,0**	**0,50**	**399**	**0,8**	**-2,8**
Honorarios administrativos de PJM	0,48	367	0,9	0,47	371	0,8	-2,9
NERC/RFC	0,03	24	0,1	0,03	25	0,1	-0,9
Puesta en marcha y expansión de RTO	0,00	2	0,0	0,00	2	0,0	-3,2
Aumento de la Energía (Reservas Operativas)	**0,14**	**107**	**0,3**	**0,23**	**186**	**0,4**	**67,1**
Respuesta de la demanda	**0,01**	**5**	**0,0**	**0,01**	**5**	**0,0**	**-1,5**
Respuesta de carga	0,01	5	0,0	0,01	5	0,0	-1,5
Respuesta de carga de emergencia	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,0
Energía de emergencia	**0,00**	**0**	**0,0**	**0,00**	**0**	**0,0**	**0,0**
Precio total	**53,24**	**40.397**	**100,0**	**62,30**	**49.285**	**100,0**	**17,0**
Carga total (GWh)	758775			791093			4,3
Facturación total (en miles de mill. de dólares)	**40,40**			**49,29**			**22,0**

Fuente: Monitoring Analytics (2019)

Las reservas son de dos tipos: de emergencia y operativas. Las de emergencia son aquellas que están disponibles en casos de reducción inesperada de generación, mientras que las operativas son aquellas que pueden hacerse disponible en un periodo no mayor a 30 minutos para corregir discrepancias entre la demanda y la generación. La Figura 4 ilustra la clasificación de reservas operacionales. Las reservas primarias son aquellas que pueden proveerse dentro de un periodo de 10 minutos o menos.

Los generadores que están sincronizados a la red o fuera de servicio pero que son de encendido rápido, pueden proveer este servicio. Recursos de respuesta de demanda que pueden movilizarse en 10 minutos o menos también pueden proveer reservas primarias. Las reservas suplementarias deben tener la capacidad de movilizarse en un periodo de entre 10 y 30 minutos y generalmente son provistas por recursos sincronizados, no-sincronizados, pero de encendido rápido y recursos de respuesta de demanda. Al igual que con la regulación las LSE/LDCs deben cumplir con sus obligaciones de reserva bien sea procurándolas con su propia generación, comprándola a terceros, o en el mercado de reservas.



Figura 4. Clasificación de reservas operacionales de PJM. Fuente: PJM (2019b).

El servicio de arranque en negro lo prestan los generadores que pueden encenderse sin necesidad de una fuente externa de electricidad. Este servicio se contrata por fuera del mercado.

4.3. Matriz energética del sector eléctrico en PJM

El portafolio de recursos de generación de PJM se ha diversificado enormemente en los últimos 10 años. Mientras que, en 2005, el 91% de la electricidad se generaba con carbón y energía nuclear, hoy en día el reemplazo de plantas de carbón con gas natural, solares y eólicas ha resultado en una gran diversificación de recursos. En el Gráfico 4 se describe la composición anual de la matriz energética de PJM desde 2005 hasta 2017.

Para este último año, la capacidad instalada de PJM consistía en 32.2% de carbón, 26.7% de gas natural, 35.9% de energía nuclear y 5% de renovables, incluyendo hidroeléctricas (Gráfico 5).

Acorde a estimaciones de Schuyler (2018) se espera que la participación del gas natural en la generación de energía de PJM continuará creciendo y la del carbón disminuirá.

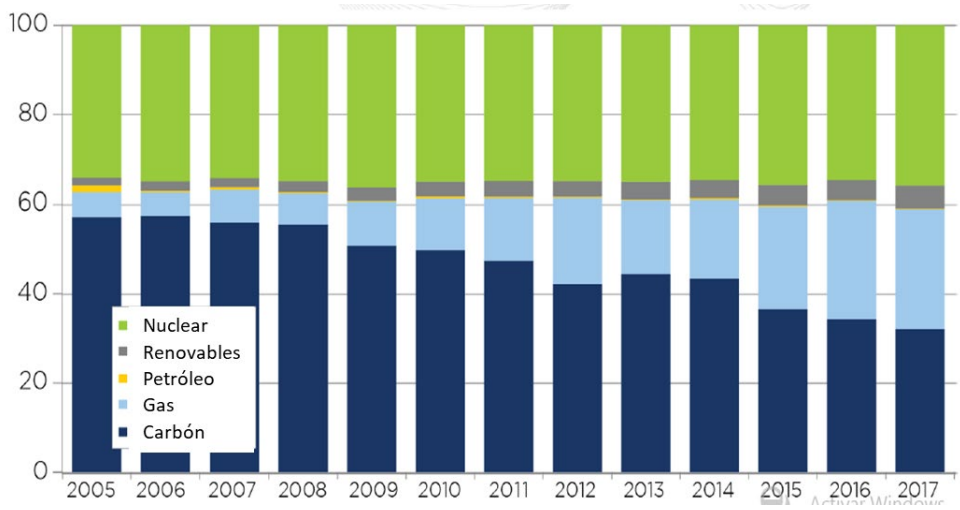

Gráfico 4. Evolución de la mezcla de combustibles para la producción anual de electricidad. Fuente: Schuyler (2018).

4.4. Transacciones en cada mercado: Mercado de corto plazo, largo plazo, mercado de capacidad

Mercado de capacidad

Las empresas que compran electricidad en los mercados mayoristas para suplir consumidores finales (LSE/LDC) deben demostrar a la ISO la posesión de recursos de capacidad nodales, equivalentes al valor esperado de la demanda pico de sus consumidores tres años en el futuro, más reservas requeridas (aproximadamente el 18%). Las empresas pueden cumplir con su obligación de capacidad de tres maneras distintas: con recursos de generación propios, capacidad contratada, respuesta de la demanda en la que consumidores finales reducen consumo a cambio de un pago, o mediante compras en el mercado de capacidad.

Las tendencias en el mercado de capacidad de PJM, las políticas estatales y regionales de apoyo a los renovables, y los bajos precios del gas natural sugieren una transición hacia mayor penetración de estos recursos.

El mercado de capacidad de PJM (conocido como el *"Reliability Pricing Model"*) suministra capacidad con tres años de anticipación formando precios de área para dos productos: capacidad anual y capacidad en el verano, mediante una subasta competitiva anual básica (Base Residual Auction - BRA). Adicionalmente, el mercado

permite transacciones de capacidad para el mismo año o el año siguiente en tres subastas incrementales (IA), con el fin de que las LDC/LSE ajusten su propiedad de capacidad de acuerdo con estimativos actualizados de la demanda (PJM, 2018b).

La subasta de base residual (*BRA*) de mayo 10 del 2018 procuró un total de capacidad anual de 163.627MW para los años 2021-2022. Esto significa que PJM posee reservas de capacidad del 22% muy por encima de la meta de reservas establecida en 15.8%. Los precios a los que se procuró esta capacidad son inferiores al estimativo del costo de capacidad del más competitivo de los posibles nuevos recursos de generación (*Cost of New Entry* o *CONE* que es actualmente igual al costo de una planta de gas natural de ciclo combinado). Estos bajos precios de capacidad se explican por la disponibilidad o expansión de capacidad en generadores existentes y la participación de recursos de eficiencia energética, respuesta de la demanda, solares y eólicos, que resultan en solo un 2% de capacidad proveniente de una nueva planta de gas natural de ciclo combinado (PJM, 2018b).

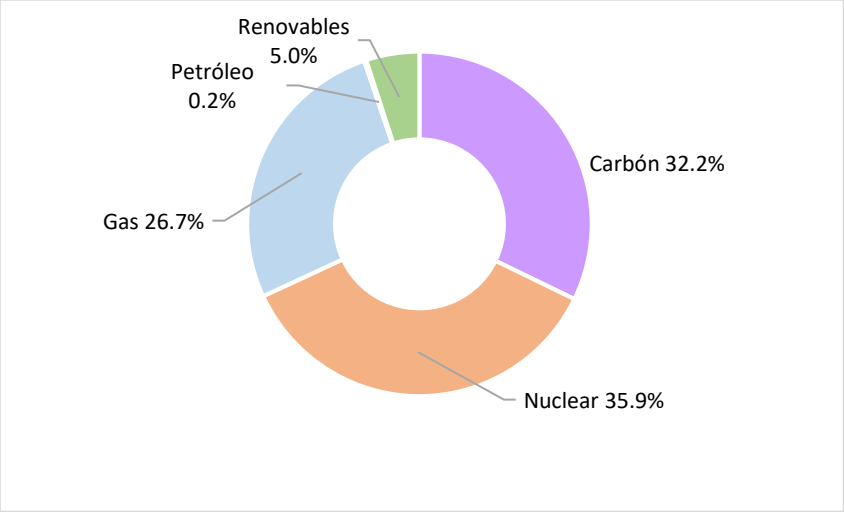

Gráfico 5. Mezcla de Generación de PJM – Energía anual 2017. Fuente: Schuyler (2018)

La totalidad de la capacidad transada en las subastas de los últimos dos años (2017 y 2018) proviene de "recursos con capacidad de desempeño" (*Capacity Performance* ("CP") *Resources)* que son aquellos capaces de mantener operaciones continuamente y de estar disponibles y en condiciones de proveer energía y reservas durante el año contratado. El Gráfico 6 muestra la evolución de los recursos transados en las subastas de capacidad. En el último año PJM falló la prueba de estructura de mercado de capacidad que determina si hay 3 o menos proveedores pivótales; por esta razón, la subasta aplicó medidas para la mitigación del poder de mercado de los proveedores, limitando los precios ofertados.

4.5. Políticas de expansión del mercado

PJM y los propietarios de la transmisión han identificado que varias líneas de 500kV, transformadores, interruptores y equipos de subestación relacionados que fueron construidos en la década de los sesenta, además instalaciones de 230 kV y 115 kV datan de antes de los 50. Acorde a esto, para 2017, la junta directiva aprobó 119 proyectos impulsados principalmente por algunas violaciones de los propietarios de la transmisión (por ejemplo, bajo voltaje o límites de MW) y de los cuales 19 estaban relacionados con envejecimiento de la infraestructura.

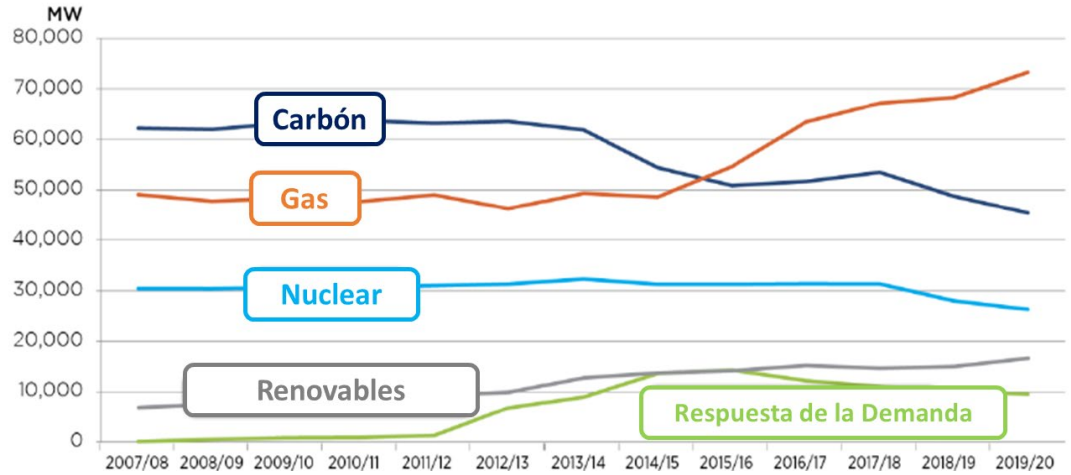

Gráfico 6. Recursos de capacidad transados en el mercado de Capacidad de PJM. Fuente: PJM (2017b).

En 2018, la junta directiva de PJM aprobó 1.980 millones de dólares (US $1.98 billion) en mejoras para la confiabilidad de la transmisión. Los principales proyectos que actualmente está desarrollando PJM son Surry Skiffes Creek con una capacidad de generación de 500 kV, además de la conversión de las líneas de transmisión Marion-Bayonne y Bayway-Linden de 138 kV a 345 kV (Monitoring Analytics, 2019).

En cuanto a proyectos interregionales, en 2017, las juntas directivas de PJM y MISO aprobaron los 5 proyectos que surgieron de las recomendaciones del primer análisis del Proceso de Eficiencia del Mercado Objetivo (*Target Market Efficiency Process o TMEP*). Estos proyectos tienen un costo total de 20 millones de dólares con una relación costo/beneficio promedio de 5 millones con el propósito de descongestionar las compuertas entre estos dos mercados y benefician la operación de los mercados de balance y del día anterior. Se espera que estos proyectos estén en servicio a más tardar el 1 de junio de 2020. Así mismo, en 2018, las juntas de PJM y MISO aprobaron dos nuevos proyectos de descongestión con un costo total de 4.5 millones de dólares (Monitoring Analytics, 2019).

4.6. Políticas para participación de los consumidores en el mercado

PJM quizás es uno de los mercados que ha tenido los principales desarrollos a nivel mundial sobre programas de respuesta de la demanda (RD) y, por tanto, los consumidores pueden participar en los mercados de energía, servicios auxiliares y capacidad mediante la gestión de recursos de demanda o de eficiencia energética. La participación en los mercados de regulación y reservas de consumidores se hace posible por los servicios de agregadores de demanda como ENERNOC[9].

En estudios realizados por el U.S Department of Energy (2006) y Cappers, Goldman & Kath (2010), sugieren que el principal beneficio de la implementación de los programas de RD consiste en la mayor eficiencia en la producción de electricidad, lo cual puede justificarse por los incentivos otorgados a los clientes que ajustan su demanda de electricidad en respuesta a disminuciones del precio o por la disminución en el precio spot, ya que se disminuye la demanda de energía en horas pico. Asimismo, hay beneficios en la confiabilidad del suministro pues la RD disminuye posibles interrupciones en el sistema.

Si bien en PJM se empezó con un programa temporal llamado Demanda Interrumpible para Confiabilidad (IRL por sus siglas en inglés), el cual ofrecía pagos por disponibilidad por la participación de los consumidores en el programa, luego la RD fue incorporada al Modelo de Precio de Confiabilidad (RPM por sus siglas en inglés) en el que además de los pagos por disponibilidad, empezaron a remunerar la energía puesta en el mercado, haciendo que la participación de los consumidores en el mercado de capacidad haya crecido significativamente en los últimos diez años como se muestra en el Gráfico 7 (PJM, 2018b).

Susan, Peter & Paul (2012) analizaron la evolución de la participación de DR en los mercados de PJM a través de la implementación de redes inteligentes. Muestran que desde el 2002, la participación de Respuesta de la Demanda en PJM ha crecido significativamente hasta el punto en que el mercado de capacidad de RPM ahora representa aproximadamente el 7% del pico de sistemas de todos los tiempos de PJM.

Liu (2017) considera que la RD debe ser un diseño de mecanismo que debe incluirse en el funcionamiento de los mercados eléctricos ya que mejora la eficiencia energética, como lo muestra para los caso de PJM y Reino Unido. Además, de establecer que las necesidades del sistema y el potencial de mercado de los recursos deben ser considerados en la definición de los productos de capacidad. Pues a largo plazo, es importante asegurar la eliminación de las barreras para estos recursos del lado de la demanda y la capacidad de los proveedores para hacer frente a los riesgos de la inestabilidad de la financiación y planificación anticipada.

[9] Hoy EnelX. en su mayoría agrega usuarios comerciales, industriales e institucionales, no residenciales.

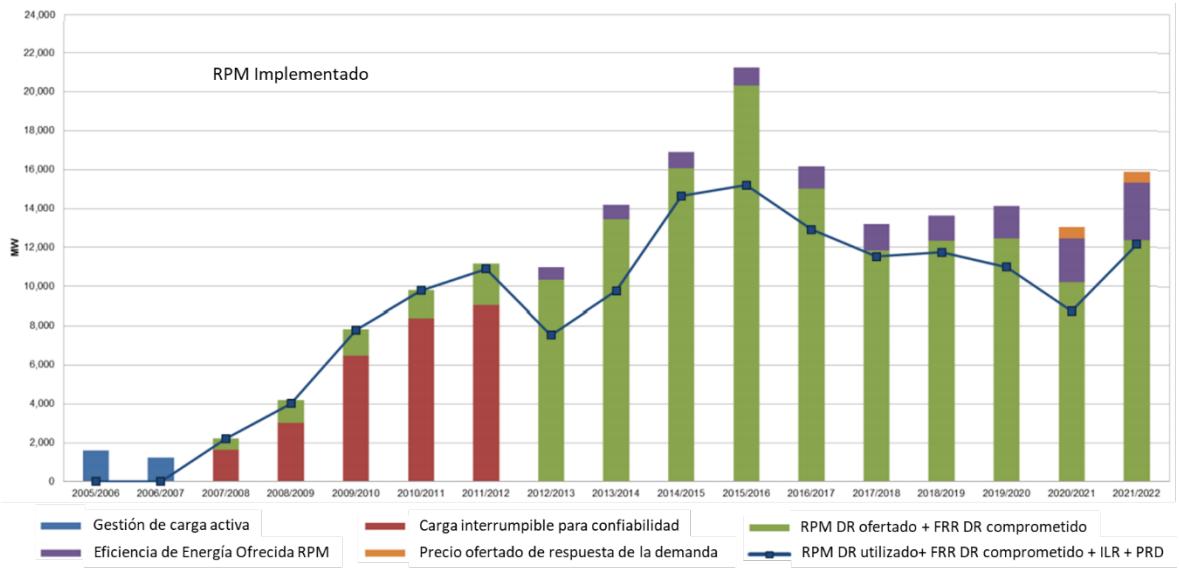

Gráfico 7. Participación de la demanda en el mercado de capacidad. Fuente: PJM (2018b)

4.7. Políticas para integración de renovables no convencionales

Desde 1992 el gobierno federal de los Estados Unidos ha puesto en marcha programas de incentivos financieros para la inversión y operación de energía renovables. Hasta 2017, ofrecía un descuento en los impuestos a corporaciones (Production Tax Credit - PTC) que generaran energía eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y usando otros recursos como geotérmicas, hidroeléctricas, desperdicios municipales, gases de botaderos de rellenos sanitarios, térmica oceánica, de olas y de marea. En la actualidad el programa solo está vigente para recursos eólicos que comiencen operaciones antes del 31 de diciembre del 2019, proveyendo US$ 0.023 por kWh durante los primeros 10 años de funcionamiento.

A 2019, 29 estados más Washington D.C. tienen estándares de portafolio de renovables (Renewable Portfolio Starndard o RPS) que establece la mínima proporción de generación que debe provenir de energía renovable no convencional y/o de eficiencia energética (cuando el portafolio incluye eficiencia energética se llama REPS). Ocho estados más tienen metas de portafolio.

Además de estos estándares de portafolio, hay numerosos programas estatales que incentivan la inversión y/o la operación de energía renovable no convencional o eficiencia energética. DSIRE (2019) es una base de datos administrada por la Universidad de Carolina del Norte que contiene toda la información de cada uno de los programas vigentes en cada uno de los estados.

En cuanto a PJM, las entidades que prestan servicio de carga pueden cumplir las obligaciones de los RPS de dos maneras: pueden utilizar sus propios recursos de generación clasificados como tecnologías elegibles para producir energía o pueden comprar créditos de energía renovable (*Renewable Energy Credits o RECs)* que

representen una cantidad conocida de energía producida con tecnologías elegibles por otros participantes en el mercado o en otras zonas geográficas.

Los RECs creados por programas estatales y los créditos fiscales federales tienen un impacto significativo en los mercados mayoristas de PJM. Pero los programas estatales de energías renovables en PJM no están coordinados entre sí y generalmente no son consistentes con el diseño del mercado o con los precios de PJM, tienen objetivos muy diferentes, tienen precios implícitos de carbono muy diferentes y no son transparentes en cuanto a precios y cantidades (Monitoring Analytics, 2019).

Nueve jurisdicciones de PJM han promulgado RPS, otras dos jurisdicciones han promulgado normas voluntarias para la cartera de renovables, de manera que las entidades que prestan servicios de carga en estados no están obligadas por ley a participar y no se enfrentan a pagos de cumplimiento alternativos y tres estados de PJM no tienen estándares de portafolio de renovables como se describen en la Tabla 6.

Tabla 6. Estándares renovables de las jurisdicciones de PJM (%)

Jurisdicción con RPS	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Delaware	17,50	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Illinois	13,00	14,50	16,00	17,50	19,00	20,50	22,00	23,50	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Maryland	18,30	20,40	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Michigan	10,00	12,50	12,50	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
New Jersey	19,13	21,58	28,60	28,60	28,60	28,40	28,30	42,00	41,85	41,24	40,57	39,71	54,08
North Carolina	10,00	10,00	10,00	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Ohio	4,50	5,50	6,50	7,50	8,50	9,50	10,50	11,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Pennsylvannia	14,70	15,20	15,70	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Washington, D.C.	16,50	18,00	20,00	20,00	20,00	20,00	23,00	26,00	29,00	32,00	35,00	38,00	42,00
Jurisdicción con estándares voluntarios													
Indiana	4,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Virginia	7,00	7,00	7,00	7,00	12,00	12,00	12,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Jurisdicción sin estándares													
Kentucky	Sin estándares de portafolio de renovables												
Tennessee	Sin estándares de portafolio de renovables												
West Virginia	Sin estándares de portafolio de renovables												

Fuente: Monitoring Analytics (2019)

Entre los estados de Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, Nueva York, Rhode Island y Vermont se planteó el acuerdo de limitación y comercio de emisiones de CO2, denominado la Iniciativa Regional de Gases de Efecto Invernadero (*Regional Greenhouse Gas Initiative o RGGI)*[10] que se aplica a las instalaciones de generación de energía.

[10] Nueva Jersey está en el proceso de reanudar la participación. Virginia se está preparando para unirse.

4.8. Políticas de eficiencia energética

Los mercados de capacidad de PJM permiten la participación de recursos de eficiencia de uso final. Los consumidores que instalan equipos energéticamente eficientes (por ejemplo, sistemas de iluminación, aire acondicionado, electrodomésticos, remodelaciones de edificios, plantas de enfriamiento, motores y otros equipos industriales que excedan los requisitos de eficiencia establecidos por la ley o códigos) reciben un pago de acuerdo con la reducción de la demanda durante las horas pico[11].

Para participar en este mercado se requiere de una reducción mínima de 100 kW, diferentes empresas acreditadas frente a PJM agregan las inversiones en eficiencia energética residencial y participan en la subasta de capacidad. En el 2018, cuando se realizaron las subastas de capacidad para 2021 y 2022, los casi 3,000MW de recursos de capacidad anual creados por eficiencia energética ofertados fueron transados, demostrando el bajo costo de este recurso frente a otras fuentes de capacidad. Para este periodo las transacciones de EE representaron 1.6% de la capacidad anual transada y casi 30% de la capacidad transada para el verano.

Tabla 7. Recurso de capacidad anual y estacional por tipo de recurso y temporada que se ofrecieron y compensaron en el BRA 2021/2022 (en MW de UCAP)

Tipo de recurso	MW Ofrecidos (UCAP)			MW compensados (UCAP)		
	Anual	Verano	Invierno	Anual	Verano	Invierno
	Rendimiento de la capacidad			Rendimiento de la capacidad		
GEN	170841,5	106,2	715,5	149615,6	53,9	715,5
DR	11094,6	792,2		10673,5	452,3	
EE	2649,0	305,8		2622,7	209,3	
Total general	184585,1	1204,2	715,5	162911,8	715,5	715,5

Fuente: PJM (2018b)

4.9. Gestión de la demanda como respuesta a la integración de renovables

El incremento en la generación eléctrica con recursos renovables no convencionales ha tenido significativos impactos en PJM. Por un lado, la matriz energética de PJM es hoy mucho más diversa de lo que era hace 5 o 10 años y, por otro, los precios de energía alcanzan hoy los niveles más bajos en la historia de esta ISO debido a la inclusión de este tipo de fuentes de energía.

En mayo de 2011, PJM encargó un estudio para comprender los impactos en las operaciones de la red si se alcanzaran los objetivos de energía renovable para los siguientes 15 años. El estudio consideró varios escenarios, desde la generación actual hasta un escenario de un 30% de energía renovable durante un año proporcionada por

[11] "Los proyectos son evaluados en base a su reducción de carga promedio de 2 p.m. a 6 p.m. en junio-agosto para la Capacidad Base Anual y adicionalmente de 7 a.m. a 9 a.m. y de 6 p.m. a 8 p.m. en enero-febrero, excluyendo los fines de semana y días festivos federales".

recursos eólicos y solares. El principal hallazgo del estudio es que con una adecuada expansión de transmisión (hasta 13.700 millones de dólares) y reservas adicionales de regulación (hasta 1.500 MW adicionales), PJM no tendría problemas de confiabilidad operando hasta con un 30% de su energía generada con fuentes eólicas y solares. Así mismo, el estudio encontró que PJM cuenta con unas condiciones geográficas beneficiosas para integración de generación eólica y solar, que reducirían en gran medida los desafíos relacionados con la variabilidad de estas fuentes (GE Energy Management, 2014).

Hasta el momento, la mayor penetración de renovables no convencionales no ha amenazado la confiabilidad del sistema y un reporte publicado en marzo del 2017 (PJM, 2017b) concluyó que no se avizoran problemas con la integración de aun mayores cantidades de energía renovable no convencional y gas. Sin embargo, el estudio advierte sobre la inconveniencia de tener un portafolio de generación en el que el gas natural represente 86% o más.

4.10. Modificaciones en estudio para el mercado de energía eléctrica

Dos temas centrales agrupan las distintas modificaciones bajo estudio en PJM: la resiliencia del sistema y las políticas públicas estatales para la descarbonización de la generación. Desde 2017 PJM estudia cambios para mejorar la resiliencia del sistema frente a problemas en el acceso al combustible, riesgos de ciberseguridad y vulnerabilidad a desastres naturales.

En 2018 PJM expresó rechazo a una propuesta del Departamento de Energía (DOE) que buscaba subsidiar las plantas que por tener su suministro de combustible asegurado (por ejemplo, carbón y nuclear) contribuyen a la resiliencia del sistema (PJM Inside Lines, 2019). En cambio, PJM propuso la expansión de los mercados existentes para incorporar estos atributos en la formación de precios de la energía y la capacidad, permitiendo a todos los recursos la posibilidad de establecer precios que permitan recuperar la totalidad de sus costos.

La reforma al mercado de capacidad aseguraría que los subsidios (a la energía eólica y solar, por ejemplo) no distorsionen los incentivos para la entrada y retiro de participantes en el mercado. Esta iniciativa es de suma importancia, pues los bajísimos precios de energía que se observan en el mercado amenazan la rentabilidad y sobrevivencia de plantas de generación nucleares que podrían ser necesarias para la descarbonización del sistema.

De igual manera, PJM trabaja activamente en la exploración y diseño de modificaciones de mercado que permitan avanzar en los objetivos perseguidos por varios estados en términos de integración de renovables, reducción de emisiones de CO_2, almacenamiento de energía y participación de la demanda y los recursos de eficiencia energética. Dado que los pronósticos de generación de renovables no convencionales tienen una mayor precisión con unas horas de antelación uno de los cambios

contemplados es la transacción de reservas en intervalos de tiempo de 10 y 30 minutos (Keech, 2019).

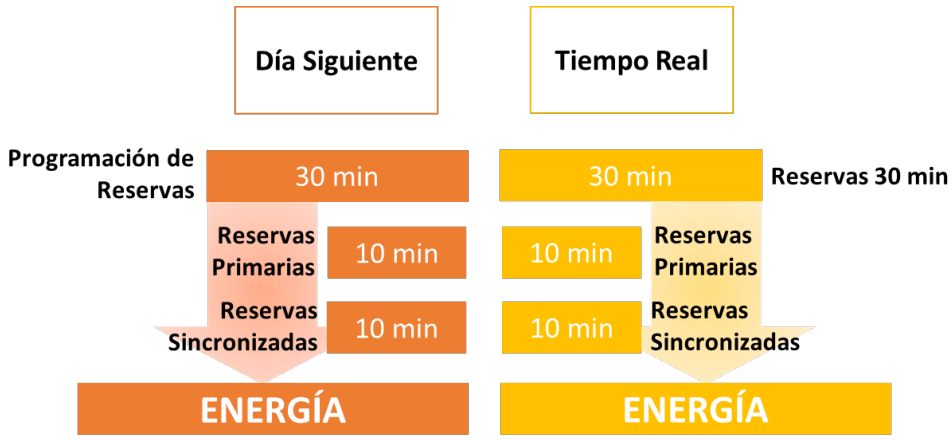

Figura 5. Implementación de los mercados del día siguiente (Day-a-head) y de tiempo real (Real-Time). Fuente: Keech (2019).

Referencias

Alizadeh, M., Parsa Moghaddam, M., Amjady, N., Siano, P., Sheikh-El-Eslami, M. (2016). Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1186-1193.

Bartos, M. D., Chester, M. V., Johnson, N., Gorman, B., Eisenberg, D., Linkov, I., y Bates, M. (2016). Impacts of climate change on electric transmission capacity and peak electricity load in the United States. *Environmental Research Letters*, In Review.

Bouffard, F., Galiana, F. (2008). Stochastic security for operations planning with significant wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 306-316.

Bushnell, J., y Borenstein, S. (2015). The US electricity industry after 20 years of restructuring. Annu. Rev. Econ., 7(1), 437-463.

Cappers, P., Goldman, C. y Kath, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. *Energy*, 35(4), 1526-1535. https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029

Daraeepour, A., Kazempour, S., Patiño-Echeverri, D., Conejo, A. (2016). Strategic demand-side response to wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems,* 31(5), 3495-3505.

DSIRE. (2019). Database of state incentives for renewables & efficiency. Recuperado de: http://www.dsireusa.org/

EIA. (2016). U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities. US Energy Information Administration. Recuperado de: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152

EIA. (2018a). How much coal is in the United States?. Energy Information Administration. Recuperado de: https://www.eia.gov/energyexplained/coal/how-much-coal-is-left.php

EIA. (2018b). U.S. crude oil and natural gas proved reserves, Year-end 2017. Energy Information Agency. Recuperado de: https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/

EIA. (2018c). U.S. net natural gas exports in first half of 2018 were more than double the 2017 average. Energy Information Agency. Recuperado de: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37172

EIA. (2019a). U.S. energy facts explained. US Energy Information Administration. Recuperado de: https://www.eia.gov/energyexplained/us-energy-facts/

EIA. (2019b). What is U.S. electricity generation by energy source?. US Energy Information Administration. Recuperado de: https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3

Ela, E., y O'Malley, M. (2012). Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales. IEEE Transactions on Power Systems, 27(3), 1324–1333. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2185816

ElectricChoice. (2018). Map of deregulated energy states & markets. Recuperado de: https://www.electricchoice.com/map-deregulated-energy-markets/

FERC. (2019). Order No. 1000 - Transmission planning and cost allocation. Federal Energy Regulatory Comission. Recuperado de: https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp?csrt=6313870768929107653

Foley, A., Leahy, P., Marvuglia, A., McKeogh, E. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37(1), 1-8.

Forward Market Operations. (2017). PJM manual 11 : energy & ancillary services market operations. Recuperado de: https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/archive/m11/m11v87-energy-and-ancillary-services-market-operations-03-23-2017.ashx

Forward Market Operations. (2019). PJM manual 11 : energy & ancillary services market operations. Recuperado de: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx

Garver, L. L. (1996). Effective load carrying capability of generating units. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85, (8), 910-919.

GE Energy Management. (2014). PJM renewable integration study - Executive Summary Report. Revision 0. Recuperado de: http://www.pjm.com/~/media/committees-groups/committees/mic/20140303/20140303-pris-executive-summary.ashx

Hogan, W. (2013). Electricity scarcity pricing through operating reserves. *IAEE Economics of Energy & Environmental Policy*. 2(2).

IEA. (2019). Statistics data browser. International Energy Agency. Recuperado de: https://www.iea.org/statistics/

Keech, A. (2019). Day-ahead ORDC. PJM: energy price formation senior task force. Recuperado de: https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20190104/20190104-item-03b-pjm-package-day-ahead-ordcs.ashx

MISO. (2016). Planning year 2017-2018 wind capacity credit; Midcontinent Independent System Operator MISO: December 2015.

Monitoring Analytics. (2019). 2018 state of the market report for PJM. Recuperado de: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml

NASEM. (2017). United States' electric grid remains vulnerable to natural disasters, cyber and physical attacks; actions needed to improve resiliency of the power system. The National Academies of Sciences, Engineering, And Medicine. Recuperado de: http://www8.nationalacademies.org/onpinews/newsitem.aspx?RecordID=24836

Navid, N., Rosenwald, G. (2012). Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 3(4), 784-790.

Nicholson, E. (2014). Operator-initiated commitments in RTO and ISO markets. FERC, Tech. Rep.

Operator, C. I. S. (2016). What the duck curve tells us about managing a green grid. In California Independent System Operator: Folsom, CA.

Operator, C. I. S. (2017). Flexible ramping product. Recuperado de: https://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/FlexibleRampingProduct.aspx (05/20/2017),

PJM Inside Lines. (2019). 2018 in Review: resilience tops year's energy industry themes. Recuperado de: http://insidelines.pjm.com/2018-in-review-resilience-tops-years-energy-industry-themes/

PJM. (2017a). 2017. PJM Annual Report. Recuperado de: https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2017-annual-report.ashx

PJM. (2017b). PJM's evolving resource mix and system reliability. Recuperado de: https://www.pjm.com/~/media/library/reports-notices/special-reports/20170330-pjms-evolving-resource-mix-and-system-reliability.ashx

PJM. (2018a). Propuesta de valor de PJM. Recuperado de: https://www.pjm.com/about-pjm/value-proposition.aspx

PJM. (2018b). 2021/2022 RPM base residual auction results. 1–27. Recuperado de http://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2021-2022/2021-2022-base-residual-auction-report.ashx?la=en

PJM. (2019a). PJM – At a Glance. Recuperado de: https://www.pjm.com/~/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.ashx

PJM. (2019b). Energy ancillary services market: reserves. PJM Lerning center. Recuperado de: https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/reserves.aspx

PJM. (2019c). Membership Enrollment. Recuperado de: https://www.pjm.com/about-pjm/member-services/membership-enrollment.aspx

PJM. (2019d). Member List. Recuperado de: https://www.pjm.com/about-pjm/member-services/member-list.aspx

Polson, J. (2017). Paying nuclear losers for 'clean' power upends U.S. markets. Bloomberg News April 21, 2017.

Schuyler, K. (2018). Integrating Renewables in PJM. PJM Interconnection,. Recuperado de: http://albertasask.canadianclean.com/files/Craig-Glazer-PJM-Interconnection.pdf

Susan, C., Peter, L., y Paul, S. M. (2012). Demand Response Participation in Organized Electricity Markets: A PJM Case Study. In Smart Grid. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386452-9.00017-6

The Brattel Group (2007). Review of the PJM's market power mitigationpractices in comparison to other organized electricity markets. Recuperadode http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload631.pdf.

U.S Department of Energy. (2006). Benefits of demand response in electric markets and recommendations for achieving them. U.S Department of Energy. Recuperado de: https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf

Wang, Q., Hodge, B. (2016). Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 99, 1-1.

Wolak, F. (2001). Proposed market monitoring and mitigation plan for the California electricity market. California ISO Market Surveillance Committee. Recuperado de ftp://zia.stanford.edu/pub/capítulos/MSC_Monitor_2051.final.pdf.

Worldometers. (2019). United States Population. Recuperado de: https://www.worldometers.info/world-population/us-population/

Xu, L., Tretheway, D. (2012). Flexible ramping products. In California Independent System Operator.