

**Banco Interamericano de Desarrollo-BID**

**Banco Mundial-BM**

**Misión de transformación energética y modernización  
de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro**

**Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico**

*White Paper*

**Pablo Corredor**

**Udi Helman**

**Diego Jara**

**Frank A. Wolak**

**Enero de 2020**

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

### **Contenido**

Resumen ejecutivo.....	3
Introducción.....	10
A. Diseño de mercados a corto plazo .....	11
B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales.....	28
C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo.....	32
D. Mejoras a transmisión, planeamiento y expansión .....	44
E. Participación de clientes comercializadores, planificación de redes de distribución, ubicación y operaciones.....	49
F. Interconexiones internacionales.....	51
G. Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) y funciones.....	52
Anexo 1: Estudios de caso de los EE. UU. sobre los beneficios económicos de la transición del precio zonal al nodal .....	56
Anexo 2: Mitigación del poder de mercado local en los mercados de energía.....	65
Anexo 3: Estado del almacenamiento de energía como activos de T&D en los Estados Unidos y lecciones para Colombia.....	75

### **Tablas**

Tabla 1. Atributos del sistema de precio único versus precios zonales o de localización	21
Tabla 2. Barreras actuales para la participación en el mercado mayorista por almacenamiento de energía y DER	24
Tabla 3. Hoja de ruta para reformas a contratos y mecanismos bilaterales de mercado	32
Tabla 4. Hoja de ruta para reformas a la planificación de distribución y a mecanismos de mercado	51
Tabla 5. UMM internas y externas en ISO / RTO de América del Norte	54
Tabla 6. Reglas ISO de mitigación de poder de mercado en los mercados energéticos del día anterior	65
Tabla 7. Hitos seleccionados de EE. UU. relevantes para el almacenamiento de energía como un activo de transmisión y distribución	76
Tabla 8. Reglas adoptadas provisionalmente para aplicaciones de uso múltiple	78
Tabla 9. Determinación de CPUC sobre servicios de confiabilidad y no confiabilidad	79

### **Figuras**

Figura 1. Hoja de ruta propuesta para reformas de diseño de mercado a corto plazo	6, 27
Figura 2. Obligaciones de Energía Firme existentes	36
Figura 3. Hoja de ruta para reformas a contratos y mecanismos bilaterales de mercado	70

## Resumen ejecutivo

El objetivo del Foco 1 es desarrollar recomendaciones sobre competencia, participación y estructura de los mercados eléctricos en Colombia. Este resumen ejecutivo refleja las respuestas a la agenda de investigación identificadas por Cadena y Muñoz-Álvarez (2019)<sup>1</sup> en cuanto se refiere al mercado de corto plazo y la seguridad de suministro en el largo plazo, así como otros temas y perspectivas presentados por los miembros del equipo.

### Diseño de mercados a corto plazo

Los mercados a corto plazo bien diseñados para la energía y los servicios auxiliares son bases fundamentales para la eficiencia, la competencia y la innovación. Las debilidades del actual mercado de corto plazo son: (i) el despacho diario (D-1) no es vinculante; (ii) solo existe un servicio auxiliar de regulación secundaria y no está cooptimizado con el mercado de energía; (iii) existe poder de mercado en áreas locales congestionadas; (iv) no hay señal de precio local; (v) no existen mecanismos suficientes para corregir eficientemente las posiciones de los agentes el día de la operación, incluida la falta de señales de precios horarios en tiempo real y, por último, (vi) la falta de participación del lado de la demanda. Para comenzar a abordar estas debilidades, el regulador está emprendiendo iniciativas para implementar despachos vinculantes, mercados intradiarios y mecanismos de balance, optimizando los servicios auxiliares con energía. El equipo opina que el *estado final* de estas reformas debería contener ciertos elementos clave, incluido un mercado del día anterior (D-1) y un mercado en tiempo real con ofertas en tres partes, incorporando mitigación de poder de mercado automatizada, precios nodales (también llamados precios marginales localizados o LMP por sus siglas en inglés: *locational marginal pricing*), cooptimización de energía y reservas, y liquidaciones financieras vinculantes en cada mercado.<sup>2</sup> Este diseño de estado final refleja las experiencias de múltiples mercados en todo el mundo.

El equipo ha revisado dos vías para las reformas de diseño de mercado hacia este estado final: (1) “reformas por fases”, que incluyen otros componentes de diseño, como los mercados intradiarios, y (2) “reformas aceleradas”, que se centran en esta transición directamente.

El equipo concluyó que, dado que la CREG tiene un diseño avanzado de modernización del mercado de corto plazo, que se espera mejorará la eficiencia y la formación de precios, la alternativa viable de mejora del mercado de corto plazo es que se inicie con el diseño de la CREG, pero que en el año 2020 se empiece con el diseño de un modelo de precios multinodal (LMP), diseño que puede estar terminado en el 2021 y a partir de esta fecha se corra el modelo LMP en paralelo con el modelo de despacho vinculante y mercados intradiarios, de tal forma que se tome la decisión de la aplicación de precios nodales con los ajustes necesarios detectados en las simulaciones en paralelo, como medio para resolver las ineficiencias en la gestión de la congestión de manera que se mejore rápidamente la transparencia del mercado y la eficiencia y

---

<sup>1</sup> Dadas las limitaciones de tiempo, este informe no aborda en detalle todos los temas planteados por Cadena y Muñoz-Álvarez (2019), pero sí enfatiza otros temas que se consideraron de alta prioridad.

<sup>2</sup> A veces llamado “sistema de dos liquidaciones” (*two-settlement system*).

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

la formación de precios. Esta propuesta facilitaría la introducción de nuevas tecnologías de generación a nivel central y distribuido al dar señales de localización. La Figura 1 ilustra la hoja de ruta propuesta. Si bien este enfoque es razonable, algunos miembros del equipo continúan creyendo que la vía de reforma más directa y acelerada (sin reformas provisionales) en última instancia puede proporcionar una transición más suave y están dispuestos a participar en cualquier consulta posterior sobre este enfoque.<sup>3</sup>



**Figura 1. Hoja de ruta propuesta para reformas de diseño de mercado a corto plazo**

En muchas regiones existe una creciente necesidad de flexibilidad operativa para apoyar la integración de diversos recursos de energía (eólica y solar). Estas necesidades incluyen aumentos en los requisitos de respuesta de regulación primaria, rangos de rampas y reservas de rampas interhoras e intrahoras más amplios, y posibles aumentos en otras reservas operativas y regulación de frecuencia. Esta flexibilidad puede ser proporcionada por los recursos convencionales y la energía hidráulica, pero también se cumple cada vez más con la participación del almacenamiento de energía con baterías y/o con volantes de inercia "flywheel" y otros tipos de recursos nuevos, como la respuesta a la demanda y los propios recursos de energía variable. Debido a que el almacenamiento de energía puede proporcionar una gama de servicios potenciales simultáneamente, los cambios adicionales en el diseño del mercado deben tener en cuenta los requisitos específicos de estas tecnologías, incluidos los tamaños mínimos más pequeños, las señales de control que maximizan la utilización (como las señales de control de regulación de frecuencia ofrecidas por varios ISO en otros países), pagos, desempeño y permitir

<sup>3</sup> Algunos miembros del equipo consideran que, debido al enfoque incremental, el diseño podría promover continuas "consecuencias no deseadas", que requerirían remedios continuos. Si bien el equipo no ha llevado a cabo una "prueba de esfuerzo" detallada de las reformas de diseño actuales propuestas, muchas de las cuales todavía están en desarrollo, los tipos de consecuencias no deseadas observadas en otros lugares podrían incluir ocasiones continuas para ejercer el poder de mercado y para una ineficiencia continua en el despacho y la programación entre el día anterior y el tiempo real, requiriendo ajustes manuales persistentes por parte del operador.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

que las ofertas incluyan los parámetros suficientes para la gestión de la carga, para limitar las rampas de carga y descarga, y cualquier otra restricción operativa. Además, dado que el almacenamiento de energía puede obtener múltiples fuentes de ingresos de una gama de servicios, estos proyectos se beneficiarán enormemente si existe claridad sobre los tiempos en que el regulador espera hacer los ajustes al diseño del mercado para la prestación de los diferentes servicios que pueden ofrecer los operadores de los activos de almacenamiento de energía.

### **Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales**

Los mercados organizados, transparentes y líquidos para contratos de electricidad a mediano y largo plazo jugarán un papel clave en la transformación. La expansión futura dependerá de la fortaleza de estos mercados. El equipo cree que la actividad reciente de la CREG (114-2018 y 079-2019) apunta en una dirección prometedora para el desarrollo de estos mercados organizados. Sin embargo, se debe prestar más atención a la solidez crediticia en estos mercados (por ejemplo, a través de los requisitos del nivel de confianza utilizado para diseñar esquemas de garantía) para evitar eventos sistémicos. El propósito de la regulación debe ser optimizar el resultado final para el consumidor final. Por lo tanto, es imperativo que el diseño regulatorio busque alinear los incentivos entre los comercializadores y los usuarios finales para beneficiar a todos los consumidores colombianos.

### **Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo**

Existe un acuerdo entre los miembros del Foco 1 de que Colombia debe tener un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Este mecanismo asegura que la industria colombiana de suministro de electricidad pueda atender la demanda del sistema durante todas las posibles condiciones futuras del sistema, incluidos los eventos de El Niño.

El mecanismo actual de cargo por confiabilidad (CxC) tiene tres debilidades principales:

1. Mejora el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado unilateral en el mercado de energía a corto plazo cuando surgen condiciones críticas del sistema.
2. Ha dado lugar a mayores costos para los consumidores y a reducir los niveles promedio de agua, sobre todo durante periodos de El Niño. Por lo tanto, no parece ser un mecanismo efectivo para equilibrar la confiabilidad del sistema y la eficiencia del mercado.
3. La certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo de cargo por confiabilidad reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo de precio fijo para energía y para comprar y vender otros instrumentos de cobertura. Esto puede reducir la liquidez y los volúmenes negociados en estos mercados.

Varios principios económicos guían nuestro análisis de los mecanismos de suficiencia de recursos a largo plazo y forman la base de nuestras recomendaciones. Primero, la suficiencia de los recursos a largo plazo implica la producción ininterrumpida de energía durante todas las posibles condiciones futuras del sistema, incluidos los eventos de El Niño. En segundo lugar, debería haber

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

una formación de precios eficiente en los mercados de energía a corto y largo plazo. El mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería promover la transparencia, la liquidez y reducir los riesgos crediticios en los mercados de energía a corto y largo plazo. Tercero, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería alentar a los comercializadores y a los grandes consumidores a cubrir su riesgo de precio y cantidad a corto plazo. Cuarto, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería limitar el incentivo de los grandes proveedores para ejercer el poder de mercado en el mercado a corto plazo durante condiciones complicadas del sistema, particularmente aquellas que conducen a eventos de El Niño. En quinto lugar, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería fomentar mecanismos de distribución de riesgos eficientes y efectivos entre los proveedores de electricidad que emplean diferentes tecnologías para suministrar energía, reduciendo así la incertidumbre agregada en el suministro de electricidad.

Dos enfoques han sido analizados por los miembros del equipo Foco 1.

El primer enfoque para la suficiencia de recursos a largo plazo asegura que haya energía suficiente para satisfacer la demanda a nivel horario en Colombia durante todo el año en todas las posibles condiciones futuras del sistema. Esta energía se adquiere a través de contratos a plazos trimestrales, estandarizados, de precio fijo y cantidad fija ajustados a la demanda horaria de energía dentro del trimestre del año. Cada contrato trimestral se compra con suficiente antelación a la entrega para permitir que los nuevos participantes compitan con las unidades de generación existentes para suministrar esta energía. Al igual que el mecanismo existente de suficiencia de recursos a largo plazo, estas compras estandarizadas de contratos a plazo de precio fijo son obligatorias para los usuarios regulados y no regulados representados por los comercializadores.

El segundo enfoque propuesto por algunos miembros del equipo de Foco 1 consiste, en cambio, en modificar el mecanismo existente del cargo de confiabilidad, separando los productos de confiabilidad y energía, las subastas de plantas nuevas y existentes y permitir que plantas térmicas eficientes participen como recursos de reserva estratégica. Este enfoque permitiría establecer cantidades de energía firmes para la estación húmeda y la estación seca por separado.

Si bien todos los miembros acordaron que el primer enfoque es el mejor estado final para las reformas de diseño del mercado, algunos miembros consideran que, dadas las incertidumbres en cuanto a la duración del período de transición y las posibles dificultades y posibles efectos sobre la confiabilidad del sistema debido a la gran dependencia que tiene el sistema colombiano de la ocurrencia de Niño, un enfoque que modifique el mecanismo existente debe considerarse como una alternativa de transición, mientras las condiciones de confiabilidad que ofrezca la canasta energética permita implementar la propuesta planteada en el enfoque 1.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Independientemente del mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo elegido, los miembros del equipo Foco 1 acuerdan que todas las obligaciones energéticas firmes existentes deben cumplirse. Esto implica un período de transición que consiste en un sistema híbrido del mecanismo de confiabilidad existente y el nuevo con tres etapas.

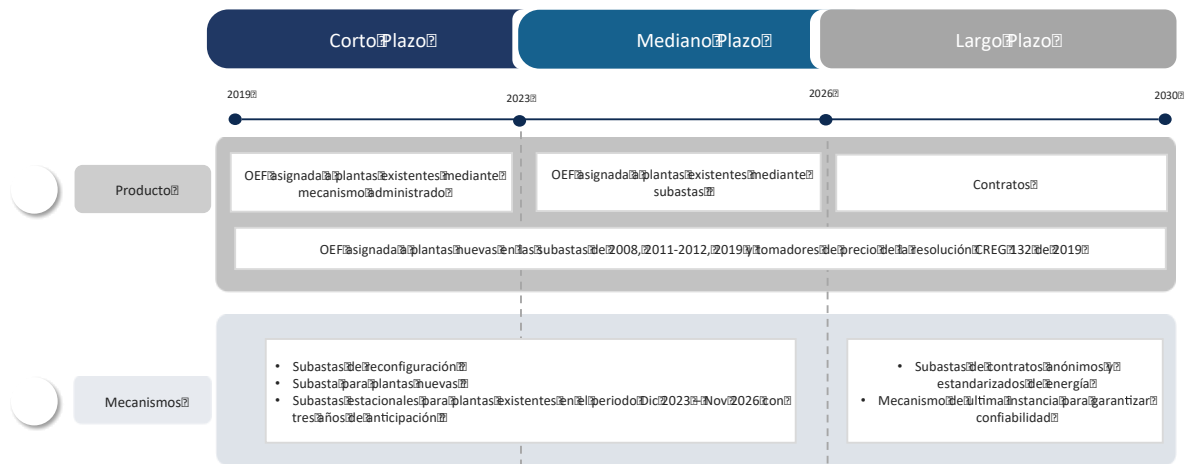
La primera etapa cubre el período 2019-2023. Se han adquirido suficientes obligaciones de energía firme para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG durante este período de tiempo. Esto le da a la CREG y al Ministerio suficiente tiempo para desarrollar los detalles del nuevo mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Dada la incertidumbre de Hidroituango, puede ser necesario realizar compras de energía firmes adicionales bajo el mecanismo de cargo por confiabilidad existente con duraciones cortas durante este período de tiempo.

La segunda etapa, que abarca el período 2023-2026, continuaría con el mecanismo de cargo por confiabilidad existente. Antes del comienzo de 2023, se llevarían a cabo las primeras subastas para energía firme bajo el nuevo esquema de confiabilidad o contratos estandarizados para energía bajo el segundo esquema. Estos contratos empezarían a hacer entregas en el 2026 para asegurar que los nuevos entrantes puedan competir en las subastas realizadas antes del final de 2023.

La tercera etapa continuaría el proceso de realizar subastas para el nuevo cargo por confiabilidad o productos estandarizados de suficiencia de recursos a largo plazo para el contrato de energía para reemplazar las obligaciones energéticas firmes que expiren. Este proceso continuaría hasta que todas las obligaciones energéticas firmes existentes hayan expirado y hayan sido reemplazadas por el nuevo mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. El escalonamiento de la adquisición de productos para la nueva suficiencia de recursos a largo plazo garantizaría la seguridad del suministro durante la transición. Un componente importante de esta transición es el diseño y la implementación de una cámara de compensación que contemple un centro de intercambio de información y un sistema mejorado de garantías para ser consistente con las mejores prácticas internacionales para asegurar que los generadores y comercializadores, que representan usuarios regulados y no regulados, cumplan con sus obligaciones bajo el producto de suficiencia de recursos a largo plazo elegido.

La Figura muestra la hoja de ruta propuesta

Propuesta General de Seguridad de Suministro en el Largo Plazo



Otros temas

Este informe proporciona recomendaciones preliminares sobre varios otros temas clave identificados por Cadena y Muñoz-Álvarez (2019), incluidas las reformas a la planificación de la transmisión, al desarrollo de recursos energéticos distribuidos y a la participación de los clientes comercializadores en los mercados, la mejora de las interconexiones internacionales y el establecimiento de una Unidad de Monitoreo de Mercado independiente (UMM). Algunas de estas recomendaciones se resumen brevemente aquí:

- La definición del Sistema de Transmisión Nacional (STN), incluido el Sistema de Transmisión Regional (STR), debe ampliarse. Esto mejorará la competencia en el desarrollo de los nuevos proyectos del STR y reducirá las barreras a los nuevos recursos de energía renovable y distribuida y a sistemas de almacenamiento.
- El proceso de interconexión de recursos requiere revisiones para reducir las barreras de entrada causadas por posiciones especulativas en la cola de solicitudes, impedimentos por parte de algunos operadores de red y restricciones regulatorias para compartir la misma interconexión.
- Se deben considerar nuevos tipos de proyectos de expansión de transmisión además de las categorías de proyectos actuales.
- Se requiere un marco más flexible para proponer tipos de proyectos de expansión para el STN, incluidas las alternativas de transmisión, para mejorar la rentabilidad y la eficiencia del mercado energético.
- La planificación de la interconexión de recursos y de la transmisión debe permitir una mayor participación de terceros y propietarios de generadores.



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Deben plantearse las reglas para proyectos de usos múltiples de almacenamiento de energía en la planificación de la transmisión y la distribución, incluyendo si tales proyectos pueden obtener ingresos basados en el costo del servicio y en el mercado y cómo lo harían, reglas para priorizar los servicios para garantizar la confiabilidad, y la identificación de estructuras contractuales admisibles con tiempo suficiente para el desarrollo de proyecto. El valor económico de tales proyectos, que se encuentran en una etapa temprana en muchos países, dependerá en parte de las reformas de diseño de mercado discutidas anteriormente. El Apéndice 3 proporciona algunos detalles sobre este tema en los mercados de EE. UU.
- A medida que los costos instalados de los recursos de energía distribuida disminuyen, y los nuevos métodos para la participación del cliente (por ejemplo, prosumidor) se vuelven factibles, aumentan las oportunidades de participación de terceros y comercializadores en las operaciones del sistema de energía y la participación directa o indirecta en los mercados mayoristas. Incluso a bajos niveles de penetración, es conveniente comenzar a pronosticar el crecimiento potencial de DER en los circuitos de distribución individuales (análisis de capacidad de almacenamiento) y su impacto en los mercados mayoristas, la confiabilidad y la planificación de la transmisión de alto voltaje. Las reformas de diseño del mercado mayorista también facilitarán mejoras en la valoración de los beneficios netos de ubicación para los recursos distribuidos.
- Por último, una Unidad de Monitoreo del Mercado independiente (UMM) debe ser establecida, con funciones que incluyen el seguimiento de las transacciones y desempeño del mercado mayorista, así como de las acciones del operador y del administrador del mercado y del futuro operador del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés), centrándose en la eficiencia y los resultados del mercado. La UMM debe entrar en operación antes de las principales reformas de diseño de mercado recomendadas.

# Introducción

El Foco 1 se formó para desarrollar recomendaciones sobre competencia, participación y estructura de los mercados eléctricos en Colombia. Este informe final las respuestas a la agenda de investigación identificadas por Cadena y Muñoz- Álvarez (2019),<sup>4</sup> en cuanto se refiere al mercado de corto plazo y la seguridad de suministro en el largo plazo), así como otros temas y perspectivas presentados por los miembros del equipo del Foco 1. El informe refleja cierta prioridad de lo que se consideraban reformas fundamentales al diseño del mercado mayorista. En particular, ciertos cambios clave en el diseño del mercado mayorista podrían facilitar muchos de los objetivos futuros del Gobierno, incluidas las mejoras en la eficiencia económica, la transparencia, la confiabilidad y la introducción de nuevos tipos de recursos de oferta y demanda.

Los miembros del equipo de Foco 1 también prepararon varios documentos cortos y largos para reflejar sus puntos de vista; Este informe final incorpora parte de ese material, pero otros documentos que proporcionaron información permanecen separados y también pueden revisarse (por ejemplo, Wolak, 2019c). Algunos temas revisados incluyen “hojas de ruta” preliminares con cronogramas, varias de los cuales podrían desarrollarse más.

## Organización del informe

El informe está organizado para centrarse en dos temas principales: el estado final para el diseño de los mercados de energía y servicios auxiliares a corto plazo (Sección A), y el diseño de un mecanismo revisado de suficiencia de recursos (Sección C). Si estos diseños se implementan y cómo se implementan se considera fundamental para la reforma posterior de los mercados mayoristas. Además, se abordan varios otros temas, incluidos los contratos bilaterales (Sección B), la planificación de la transmisión (Sección D), cuestiones seleccionadas relacionadas con la participación del cliente comercializador y la planificación de la red de distribución (Sección E), las interconexiones internacionales (Sección F) y el establecimiento de una unidad de monitoreo del mercado (Sección G).

Hay tres apéndices que ofrecen una perspectiva internacional adicional sobre temas seleccionados, incluida la experiencia de las ISO de EE. UU. que hicieron la transición de un sistema único o método de fijación de precios por zonas a fijación de precios nodales, métodos de mitigación del poder del mercado local y una revisión de algunos desarrollos recientes sobre almacenamiento de energía con múltiples usos.

---

<sup>4</sup> Algunos temas recomendados por Cadena y Álvarez (2019) se consideran en varias secciones de este informe, en lugar de secciones independientes, en particular información transparentes, almacenamiento y agregadores.

## A. Diseño de mercados a corto plazo

Los mercados a corto plazo de energía y los servicios auxiliares en Colombia requieren una modificación sustancial para mejorar la eficiencia económica, reducir el impacto del poder de mercado, mejorar la formación de precios, mejorar la planificación y valoración de nueva generación y transmisión de proyectos, y apoyar la integración de nuevos tipos de recursos, incluidas las fuentes de energía renovable no convencional (FNCER), la respuesta a la demanda, el almacenamiento de energía y los recursos de energía distribuida. La CREG ya ha establecido muchas de estas reformas, o están bajo evaluación, y el equipo de estudio las asume en este informe, pero no necesariamente acuerdan conjuntamente las prioridades de implementación. Cadena y Muñoz-Álvarez (2019, apartado 1.4.) revisaron una serie de estudios que evaluaron los precios nodales y generalmente encontraron beneficios para el mercado colombiano, y solicitaron que Foco 1 identificara una hoja de ruta y evaluara otros requisitos de implementación.

Una observación clave del equipo de Foco 1 es que, dado el diseño actual del mercado, existe el riesgo de que se implementen una serie de reformas de diseño incrementales, motivadas por múltiples objetivos deseables, pero sin una visión orientadora del diseño del estado final. Algunos miembros del equipo consideran que este enfoque incremental puede dar lugar a “consecuencias no deseadas”, en las que no se logran los objetivos y se necesitan rediseños continuos, debido principalmente a la *falta* de un diseño fundacional que incorpore suficientes restricciones de ubicación e intertemporales y proporcione incentivos para operaciones e inversiones eficientes. Comenzamos así con una breve descripción de un estado final, que consideramos que se adaptará a las necesidades operativas futuras y la introducción de nuevas tecnologías.

### 1. El diseño futuro de los mercados de energía y servicios auxiliares

En muchas regiones, las principales características de diseño de los mercados de energía y servicios auxiliares a corto plazo han sido bastante estables, una vez implementadas y proporcionan el marco para otros elementos, como nuevos productos de mercado o mecanismos de fijación de precios, que pueden modificarse a medida que cambian las condiciones del sistema y se introducen nuevas tecnologías.

El equipo del estudio apoya conjuntamente varios elementos de diseño centrales para el *estado final* del mercado colombiano (y permite muchas mejoras adicionales a este diseño central). Estos incluyen los siguientes:

- Un mercado del día anterior con una (primera) liquidación financiera vinculante.
- Un mercado de ajustes o en tiempo real con una (segunda) liquidación financiera vinculante. Todas las desviaciones horarias del día se vuelven a liquidar a precios del mercado en tiempo real.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Ofertas de tres partes para todos los recursos de generación, demanda y almacenamiento, que incluyen los costos de arranque, los costos de generación mínima y la curva de oferta de energía.
- Componentes de oferta adicionales para reflejar las características de los recursos según sea necesario para la eficiencia operativa, incluidos los parámetros operativos, las opciones combinatorias para recursos de múltiples etapas y las características únicas de las tecnologías más nuevas, como la gestión de carga y descarga para el almacenamiento de energía.
- Selección de unidades y despacho económico con restricciones de seguridad mediante el uso de un modelo de red completa en cada iteración del mercado.
- Mitigación automática del poder del mercado local en cada mercado.
- Co-optimización de energía y servicios auxiliares basados en ofertas en cada mercado.
- Precios nodales (o precios marginales localizados, LMP por sus siglas en inglés) de energía en cada mercado, con el precio nodal utilizado para liquidar los recursos de oferta y demanda, y un precio zonal integrado basado en los precios nodales utilizados para liquidar la demanda inelástica. El precio nodal debe incluir componentes de energía marginal y congestión marginal, y también podría incluir un componente de pérdida marginal.
- Precios de mercado por hora en el mercado diario, con precios por debajo del horario (por ejemplo, 5 minutos) en el mercado en tiempo real.
- Reglas de liquidación que garanticen que ningún recurso que se oferte y se seleccione en los mercados pueda perder dinero por cumplir con las instrucciones de XM.

Este diseño de estado final no incluye todos los elementos de diseño que pueden considerarse deseables, pero es compatible con ellos. Por ejemplo, estos elementos adicionales introducidos posteriormente podrían incluir derechos financieros de transmisión para cubrir los costos de congestión, precios de escasez y operaciones financieras o virtuales dentro del mercado energético diario.

Como se discute más adelante, el equipo de estudio no está de acuerdo en el beneficio de introducir mercados intradiarios antes de la implementación completa de los elementos centrales de diseño del mercado. Sin embargo, el equipo concluyó que, dado que la CREG tiene un diseño avanzado para la modernización del mercado a corto plazo, que se espera que mejore la eficiencia y la formación de precios, la alternativa viable para la mejora del mercado a corto plazo es continuar el desarrollo de ese diseño. Sin embargo, al mismo tiempo, el diseño de un modelo de precios marginales de ubicación (LMP) (o precios nodales) debe comenzar en 2020, con el objetivo de completarse en 2021, y posteriormente ejecutarse en paralelo con el modelo de despacho vinculante y los mercados intradiarios. Esto se haría para que los precios nodales resultantes se puedan utilizar de forma preliminar para mejorar la gestión de la congestión, así como la transparencia del mercado y la formación de precios. Esta aproximación podría también empezar a facilitar la introducción de nuevas tecnologías a nivel de generación centralizada y distribuida al dar señales de localización.

## ***Dos caminos para lograr los objetivos de diseño del mercado***

La implementación de diseños de mercado a corto plazo, nuevos o revisados, es un proceso de varios años, que requiere una inversión de tiempo y recursos, así como ajustes concurrentes por parte de los participantes del mercado y mecanismos e intercambios contractuales bilaterales. Como tal, el equipo tiene diferentes puntos de vista iniciales sobre los costos y beneficios de las vías alternativas de implementación para lograr el diseño del estado final.

Como punto de partida, el equipo ha identificado dos vías básicas para la implementación del diseño de mercado, que hemos denominado “reformas por fases” y “reformas aceleradas”.

### Vía de reformas por fases

La *vía de reformas por fases* supone que esta transición completa debería llevar un período más largo (alrededor de 5 años) para implementarse, a fin de preservar la estabilidad y la simplicidad de los precios y la contratación actual de energía, y también debido a otros factores.

Este enfoque, que refleja las perspectivas actuales de CREG y XM, continuaría con el método de precio del sistema único en el mercado de la energía, pero también introduciría las ofertas de tres partes, la mitigación del poder del mercado local automatizado en el mercado diario, y la implementación de mercados intradiarios y mercados de balance en tiempo real utilizando el mismo método de fijación de precios.

- La principal ventaja prevista de esta vía es su enfoque incremental para las mejoras de diseño del mercado.
- La principal desventaja de esta vía es que no proporcionará señales de precios por ubicación ni eliminará los pagos de cargos de reconciliación durante muchos años. También inhibirá las mejoras en la formación de precios.
- En opinión de algunos miembros del equipo, otra desventaja importante de un enfoque gradual que combina reformas incrementales en varios aspectos del diseño (por ejemplo, también empezando a incluir nuevos productos de servicios auxiliares), basada en la experiencia de otras transiciones de mercado en los Estados Unidos y alrededor del mundo, son las “consecuencias no deseadas” de los modelos de mercado especificados de forma incompleta, lo que podría requerir remedios en curso.

### Vía de reformas aceleradas

La *vía de reformas aceleradas* reenfocaría las reformas de diseño de mercado para los próximos 2-3 años hacia la transición a un diseño integrado que incluya todos los elementos centrales del diseño de estado final enumerados anteriormente. En particular, se iniciaría la aplicación de precios nodales mucho antes que la vía de reforma por fases como medio para resolver las ineficiencias en la gestión de la congestión y mejorar la formación de precios.

- La principal ventaja de esta vía es que puede mejorar rápidamente la transparencia del mercado, la eficiencia y la formación de precios, utilizando diseños y *software* probados, así como facilitar la introducción de nuevas tecnologías. En el Anexo 1 se examinan algunos de

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

los beneficios inmediatos medidos en los mercados de Estados Unidos que emprendieron reformas similares, incluyendo transiciones de precios zonales a nodales.

- Debido a la necesidad de centrarse en los elementos clave del diseño, esta vía retrasaría la introducción de mercados intradiarios hasta que haya suficiente experiencia con los otros elementos clave del diseño del estado final.
- Si Colombia sigue el camino de las reformas aceleradas, los responsables de la toma de decisiones pueden aprovechar las experiencias de las entidades reguladoras y las ISO en otros países que han hecho esta transición, particularmente en los Estados Unidos y México. Siempre hay un riesgo de dificultades de ejecución y sobrecostos si estas transiciones no se manejan con cuidado, pero, al mismo tiempo, ahora existe una amplia experiencia con este tipo de transiciones, incluyendo varias que se completaron a bajo costo y en 2-3 años de marcos de tiempo.<sup>5</sup>
- Una desventaja potencial adicional es que requeriría un enfoque completo en el conjunto completo de elementos de diseño del mercado del estado final simultáneamente. También puede establecer más impactos en el mercado a corto plazo para la valoración de la generación existente y los contratos bilaterales, así como cambios en los costos para la demanda, aunque existen medidas de mitigación disponibles para algunos de estos impactos, como el uso de puntos de precios nodales agregados para diferentes centros financieros de liquidación y negociación.

Las siguientes secciones discuten los elementos de estas vías de implementación con más detalle.

### ***Comentarios sobre elementos de diseño de mercado seleccionados***

Esta sección proporciona comentarios adicionales sobre elementos de diseño de mercado seleccionados, discutidos anteriormente. Como se discutirá, existe un acuerdo sustancial entre el equipo de estudio con respecto a muchos de estos elementos.

#### Ofertas de varias partes

El diseño del mercado colombiano ya ha incluido estructuras de oferta de tres partes más complejas para su cálculo *ex post* del precio de mercado, pero el método de determinación de precios alienta el ejercicio del poder de mercado; el equipo del Foco 1 está de acuerdo en que el diseño del mercado debe modificarse para permitir que estos componentes de la oferta determinen directamente los precios del mercado, lo que (junto con la mitigación automática del

---

<sup>5</sup> En los Estados Unidos, los ISO hicieron la transición al “estado final” del diseño básico antedicho desde puntos de partida muy diferentes. Por ejemplo, PJM y el ISO de Nueva York implementaron estos diseños en un solo paso o en etapas desde los anteriores grupos de energía estrechos basados en costos en esas regiones, que tenían varias décadas de experiencia operativa conjunta. MISO y SPP implementaron esos diseños en grandes regiones de varios estados que no habían operado previamente de manera coordinada en tiempo real. CAISO, ISO-Nueva Inglaterra y ERCOT comenzaron con diferentes diseños de precios zonales (con ISO-Nueva Inglaterra haciendo la transición desde un grupo de energía estrecho), y luego hicieron la transición a un diseño de “estado final” (ver Apéndice 1). De estos tres últimos, ISO-Nueva Inglaterra implementó el diseño de mercado revisado en 2-3 años a muy bajo costo, mientras que ERCOT tomó muchos más años y experimentó sobrecostos significativos. CAISO estuvo en una posición en medio de estos dos. Existe una extensa documentación sobre estas transiciones de *software* y diseño de mercado que puede ser revisada por el Gobierno colombiano.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

poder del mercado) mejorará los incentivos para presentar ofertas que reflejen los costos reales de oportunidad marginal. Este enfoque es compatible con las dos vías para las reformas de diseño revisadas por el equipo.

### Optimización del mercado

XM ha realizado mejoras notables en el uso de la optimización como componente del diseño del mercado energético para el análisis *ex post*. El equipo está de acuerdo con la reforma de diseño general de llevar a cabo una selección de unidades considerando las restricciones de seguridad (SCUC, por sus siglas en inglés) en el mercado del día anterior y dentro del día operativo, seguido de un despacho económico con restricciones de seguridad (SCED, por sus siglas en inglés) en el mercado en tiempo real utilizando las ofertas del mercado para minimizar los costos totales de adquisición, similar al procedimiento que hoy tiene XM para realizar el despacho programado y el redespacho.

El equipo del Foco 1 encuentra que algo de esta mejora potencial de eficiencia será compensada por el mantenimiento del método de gestión de la congestión del sistema de precio único. Alternativamente, si SCUC/SCED se utiliza para establecer los precios nodales, entonces habrá más avances en la formación de precios, incluyendo transparencia de los precios de mercado.

### Precios de mercado

El diseño del mercado colombiano calcula tanto el precio de la energía por hora como los pagos de reconciliación individualizados a los recursos utilizando un modelo uninodal. La vía de *reforma por fases* continuaría este enfoque al agregar mercados intradiarios y de balance. En contraste, con la fijación de precios nodales que imaginamos como el diseño del estado final, habrá un único precio de casación del mercado (Sin embargo, con el fin de liquidar los cargos para la demanda o facilitar el comercio a futuro, todos los mercados con precios nodales utilizan agregaciones que proporcionan precios nodales promediados en regiones más grandes. Un precio nodal agregado es un método completamente consistente para establecer precios únicos en zonas de servicios públicos o en las áreas de entrega, que se pueden usar para reducir los cambios en los costos mayoristas para la demanda o como mecanismos para simplificar la contratación bilateral para vendedores y compradores.

### Mitigación del poder de mercado

El equipo está de acuerdo en que se deben implementar métodos automatizados de mitigación del poder del mercado local que realicen la mitigación del poder del mercado directamente en las ofertas antes de la compensación del mercado. Este diseño intenta minimizar las intervenciones *ex post* para fines de mitigación del poder de mercado. Este diseño para la mitigación del poder de mercado se considera compatible con cualquier estructura de mercado, y podría usarse en cualquier reforma de diseño adicional. El Apéndice 2 revisa los métodos utilizados en varias ISO de EE. UU.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

### Mercados intradiarios

Como se señaló anteriormente, los miembros del equipo divergen sobre los beneficios que ofrecen los mercados intradiarios utilizando el sistema actual de gestión de la congestión por precio único de sistema. Algunos de los miembros del equipo apoyan esta aplicación como un componente de las reformas por fases. Otros miembros del equipo creen que la implementación de tales mercados intradiarios debe seguir a la finalización de las *reformas aceleradas*, que podrían proporcionar beneficios más inmediatos. La razón para recomendar un retraso en la implementación se debe a que los mercados mayoristas de EE. UU., que actualmente operan con el diseño de “estado final”, descrito anteriormente no han encontrado que dichos mercados intradía sean suficientemente líquidos o mejoren la eficiencia del mercado.<sup>6</sup> Por lo tanto, a quienes apoyan el enfoque de las reformas aceleradas les parece que los beneficios de esas reformas deben medirse por sí mismos antes de considerar los nuevos mercados intradía.

Sin embargo, observamos que, para reducir la posible falta de liquidez, la CREG ha desarrollado un método que requiere “arbitraje total”. Es decir, en cada sesión de los mercados intradiarios todos los generadores deben presentar sus ofertas y declaración de disponibilidad.

### Liquidación financiera

El diseño actual realiza una liquidación financiera por hora del día, según lo determinado por los precios en el proceso *ex post*. El mercado de despacho intradía propuesto para las *reformas por fases* tendría acuerdos adicionales por hora en función del conjunto de horas en cada iteración. En la alternativa acelerada, se tiene generalmente dos liquidaciones para todas las horas del día: día anterior y en tiempo real, si bien se han implementado liquidaciones adicionales en tiempo real.<sup>7</sup> El diseño del sistema de dos liquidaciones también es compatible con un diseño intradía para reliquidaciones de mercado de varias horas, si los participantes del mercado solicitan dicho diseño.

### Formación de precios

El actual mercado calcula el precio con una simulación *ex post* del día anterior a las operaciones suponiendo un sistema ideal sin restricciones de la red. El equipo de estudio está de acuerdo en que este método no proporciona los incentivos apropiados para la formación de precios, y que el cambio a un SCUC con ofertas en tres partes y mitigación de poder de mercado automatizada, junto con una representación precisa del modelo de red para la secuencia completa del día antes de las soluciones de mercado en tiempo real, mejorará la formación de precios. Esto incluye

---

<sup>6</sup> Algunos miembros del equipo señalan, con base en la investigación económica de los mercados intradiarios en Europa, que existe la preocupación de que dichos mercados no sean lo suficientemente líquidos y sean utilizados principalmente por grandes jugadores para ejercer el poder de mercado unilateral. Sin embargo, todos los miembros del equipo están de acuerdo en que los mercados intradiarios podrían ser compatibles en principio con cualquiera de los diseños de mercado revisados.

<sup>7</sup> Por ejemplo, California ISO (CAISO) tiene un mercado de quince minutos (*Fifteen Minute Market*, FMM) en tiempo real, así como un mercado de 5 minutos, con un acuerdo financiero en ambos períodos. El mercado de 15 minutos se despeja primero, con el mercado de 5 minutos utilizado para realizar despachos adicionales dentro de los períodos de 15 minutos. Todos los demás ISO de EE. UU. solo realizan una liquidación de 5 minutos.



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

esfuerzos para reducir intervenciones del operador en ambos procesos de mercado (véase también FERC, 2014b).

Al igual que con otras mejoras de diseño discutidas anteriormente, los miembros del equipo de estudio encuentran que parte de esta mejora potencial de la eficiencia se compensará con la continuación del método de gestión de congestión de precios de sistema único. Si SCUC se usa alternativamente para establecer precios nodales, habrá mejoras más transparentes en la formación de precios.

### **2. Diseño del mercado de energía**

Si bien las características centrales del diseño del mercado energético se discutieron anteriormente, esta sección examina algunos detalles adicionales de diseño que son relevantes para el mercado energético colombiano.

El equipo del estudio está de acuerdo en que los precios del mercado energético utilizados para la liquidación financiera deben reflejar las limitaciones operativas de los recursos, así como las restricciones de la red de transmisión. La Tabla 1 compara algunos de los atributos de los métodos de fijación de precios de energía primaria bajo consideración. Esta tabla incluye precios zonales, aunque el equipo no recomienda la transición a precios zonales como una reforma incremental para el mercado energético.<sup>8</sup>

Como se ha señalado, el equipo está de acuerdo en que el precio nodal debe considerarse en o como el estado final del diseño del mercado. La combinación de precios nodales y las otras características del diseño del mercado discutidas anteriormente forman un marco más completo para la eficiencia económica y una mejor formación de precios al tiempo que se abordan las limitaciones operativas y de transmisión.

La fijación de precios nodales conduce instantáneamente a una gestión menos costosa de la congestión en todas las etapas de la secuencia del mercado; generalmente no hay necesidad de ajustes de despacho adicionales.

Para comprender las diferencias entre la fijación de precios nodales y la práctica actual de XM, se requiere alguna explicación. El método actual de XM consiste en realizar un despacho teniendo en cuenta los costos variables y las ofertas de costos de arranque de todas las unidades térmicas de generación, así como sus características técnicas, como las rampas y los tiempos mínimos de

---

<sup>8</sup> A partir del diseño actual del mercado, una reforma incremental establecería un diseño de fijación de precios por zonas (que ya se intentó en Colombia y se discute aquí para completarlo). Los precios zonales generalmente siguen procedimientos similares al diseño actual del mercado para establecer los precios en cada zona. No recomendamos la fijación de precios por zonas como la próxima reforma del diseño del mercado por las siguientes razones: (i) la fijación de precios por zonas proporcionará información más transparente sobre los costos económicos de una o más restricciones importantes de transmisión interzonal, pero no sobre cualquier otra transmisión de restricciones dentro de las zonas; (ii) los precios zonales todavía tienen costos de conciliación que no se reflejan en los precios de mercado; y (iii) la modificación continua de las zonas de precios para reflejar los cambios en la congestión real no ha demostrado ser una solución de diseño efectiva; el precio nodal se ajusta directamente a cualquier cambio en la topología de la red de transmisión.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

subida y bajada y todas las restricciones de la red de transmisión. Después de la operación del sistema en tiempo real, XM ejecuta un despacho que ignora todas las restricciones de la red de transmisión y establece un precio de mercado único, llamado precio de Bolsa, y las cantidades de generación ideal para todas las unidades asignadas en este despacho ideal. A todas las unidades de generación se les paga el precio de la Bolsa por su Generación Ideal, pero no todas las unidades de generación producen su Generación Ideal. En consecuencia, el proceso de establecer el precio de la Bolsa es seguido por un mecanismo de conciliación positivo y negativo que realiza pagos o toma pagos de unidades de generación en función de la diferencia entre su Generación real y la Generación ideal. Si la generación real de una unidad es mayor que su generación ideal, el propietario de la unidad recibe un costo variable regulado por la energía adicional suministrada por esa unidad. Si la generación real de una unidad es menor que su generación ideal, entonces el propietario de la unidad reembolsa el precio de la bolsa por esta diferencia a XM. Este proceso de reconciliación también funciona como un mecanismo de mitigación de poder de mercado local, porque evita que aquellos proveedores con Generación real mayor que la Generación ideal ejerzan poder de mercado unilateral al ofrecer un precio por encima de su costo variable para esta energía adicional y aquellos proveedores con Generación real inferior a Generación ideal al ejercer el poder de mercado unilateral mediante la venta de energía a un precio inferior al precio de la Bolsa. Si bien este procedimiento de dos pasos limita los problemas de poder del mercado local que surgieron de la fijación de precios zonales con un proceso de reenvío basado en la oferta como ocurrió en los Estados Unidos, no envía las señales de precios de ubicación eficientes que hacen que la producción en el Despacho real se obtenga el nivel de maximización de beneficios unilateral para todos los propietarios de unidades de generación, dadas las señales de precios de ubicación que enfrentan<sup>9</sup>

La implementación de la fijación de precios nodales se apartaría de la práctica actual de XM de varias maneras, principalmente mediante el uso de los precios marginales de ubicación establecidos en el mercado diario, y más tarde el mercado en tiempo real, directamente para la liquidación financiera. La experiencia de XM con el modelado de red completo proporciona una base para esta implementación, facilitando la implementación de precios nodales.

- La fijación de precios nodales puede incluir tanto congestión marginal como pérdidas marginales.
- Los precios nodales se pueden agregar para proporcionar a la demanda un precio mayorista promedio único procedimiento que es útil para simplificar la contratación

---

<sup>9</sup> Específicamente, los propietarios de unidades de generación que enfrentan el precio de la Bolsa que tienen un precio de oferta por debajo del precio de la Bolsa desearían producir más energía que su Despacho real, porque ganarían al menos la diferencia entre el precio de la Bolsa y su precio de oferta por cada unidad adicional vendida. Este incentivo es válido para las unidades de generación que tienen un Despacho ideal mayor que su Despacho real y, por lo tanto, se les pide que reembolsen la diferencia entre su Generación real y su Generación ideal multiplicada por el precio de la Bolsa en una conciliación negativa. Los propietarios de unidades de generación que enfrentan el precio de la Bolsa con precios de oferta por encima del precio de la Bolsa y la Generación Ideal por debajo de su Generación real preferirían producir menos o nada de electricidad, aunque bajo el diseño de mercado existente en Colombia, estas unidades de generación reciben la diferencia entre Generación real y Generación ideal.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

bilateral entre compradores y vendedores. Esto también puede ser útil para la transición de contratos existentes a largo plazo que actualmente hacen referencia al precio del sistema único.

- La fijación de precios nodales se ajusta a todos los cambios en la topología de la red de transmisión que se capturan diariamente en el modelo de mercado. No es necesario establecer zonas fijas.
- Si bien puede haber muchos precios nodales, los generadores individuales solo necesitan conocer el precio en su nodo. Los precios en otros nodos generalmente no afectan sus incentivos para realizar sus ofertas (a menos que exista un poder de mercado local que deba mitigarse).
- La fijación de precios nodales reducirá los precios obtenidos con el diseño actual del mercado debido a la componente de congestión por los pagos de reconciliación. La fijación de precios nodales no elimina el incremento de precios debido a los costos arranque de los generadores (ver también FERC, 2014a).
- Bajo el diseño del sistema con precios nodales, los factores que afectan la formación de precios se vuelven más transparentes. XM y CREG pueden evaluar nuevas reformas operativas y de diseño para garantizar que los precios del mercado reflejen con precisión los costos marginales de oportunidad.

### ***Participación de nuevas tecnologías en el mercado energético***

La modificación del diseño del mercado energético debería facilitar la entrada y las operaciones eficientes de nuevos tipos de recursos, incluyendo las FNCER, la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía.

Como cuestión general, las experiencias en otras regiones del mercado han mostrado que el diseño del mercado y los avances en los métodos de optimización tienen un impacto significativo en la participación de las nuevas tecnologías. Un mercado diario con liquidaciones financieras vinculantes facilitará la participación de la respuesta de la demanda para permitir la participación de reducciones de carga en tiempo real, así como el almacenamiento de energía, que puede desarrollar un horario óptimo para la carga y descarga en función de precios del día anterior, menos volátiles antes de ofrecer potencialmente en el mercado en tiempo real. El diseño del mercado de la energía debería permitir una consideración explícita de las restricciones operativas —especialmente rampas y otras restricciones intertemporales— de modo que los precios del mercado reflejen el impacto de estas restricciones. La fijación de precios por ubicación envía las señales correctas para la ubicación de los recursos destinados a abordar las necesidades máximas de la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía.

Se deben introducir modelos de participación en el mercado claramente especificados para nuevos tipos de recursos para el mercado de la energía (por ejemplo, FERC, 2018). Estos modelos deben permitir la representación de lo siguiente:

- Tamaño mínimo de recursos, mínimo incremento de la oferta, mínima energía continua para los diferentes intervalos de mercado (del día anterior, en tiempo real) y otros requisitos operacionales pertinentes.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

- Para el almacenamiento de energía, las opciones para administrar el estado de carga (*state of charge*, SoC) por parte del operador de almacenamiento o del operador del sistema y cualquier restricción operativa adicional necesaria para operaciones eficientes de tales dispositivos (particularmente baterías con limitaciones en el ciclo), incluyendo SoC máximo y mínimo, límite de carga máximo, límite de descarga máximo, tiempo de carga máximo y mínimo, tiempo de funcionamiento máximo y mínimo, límites de carga y descarga mínimos, y tasas de rampa de carga y descarga.

**Tabla 1. Atributos del sistema de precio único versus precios zonales o de localización**

	<b>Precio del sistema único</b>	<b>Precios de zona múltiple</b>	<b>Precios nodales</b>
<b>Número de precios del mercado energético.</b>	Uno.	Dos o más precios que reflejan subregiones frecuentemente congestionadas.	Cientos.
<b>Precio de mercado a generadores</b>	Precio de sistema único considerando solo restricciones de generación (rampas, mínimos técnicos, etc.), según oferta (redespacho).	Precio zonal; redespacho interzonal según oferta; redespacho intrazonal según oferta.	Precio nodal.
<b>Precio de mercado a cargas</b>	Precio del sistema.	Precio zonal.	Precios de agregación de carga.
<b>Componentes del precio de mercado</b>	Energía y pérdidas promedio solamente.	Solo energía.	Energía, congestión marginal y pérdidas marginales.
<b>Puntos comerciales</b>	Sistema.	Zonas (fijas por períodos definidos).	Nodos generadores, centros de negociación de generadores (agregaciones nodales), puntos de agregación de carga.
<b>Fuentes de elevación: 1) Redespacho debido a congestión</b>	<u>Solo en tiempo real:</u> ofertas de ajuste; pagos a generadores despachados.	El método puede variar. Método previo CAISO: <u>Día anterior:</u> Ofertas de ajuste utilizadas para despejar la congestión interzonal; pagos a generadores despachados (oferta menos precio zonal); <u>Tiempo real:</u> ofertas de ajuste por congestión intrazonal.	Ninguno.

*Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

	<b>Precio del sistema único</b>	<b>Precios de zona múltiple</b>	<b>Precios nodales</b>
<b>Fuentes de elevación: 2) Ofertas multi-parte</b>	Garantía de suficiencia de la oferta para todos los recursos seleccionados en las subastas.	Garantía de suficiencia de la oferta para todos los recursos seleccionados en las subastas.	Garantía de suficiencia de la oferta para todos los recursos seleccionados en las subastas.
<b>Método de mitigación de ofertas: sistema</b>	Límite de oferta.	Límite de oferta.	Límite de oferta; puede incluir prueba de conducta impacto (por ejemplo, NYISO).
<b>Métodos de mitigación de ofertas: local</b>	Mitigación automática de ofertas a ofertas basadas en costos u ofertas promedio anteriores en ubicaciones congestionadas (según el umbral del factor de cambio en elementos congestionados).	Mitigación automática de ofertas a ofertas basadas en costos u ofertas promedio anteriores en ubicaciones congestionadas (según el umbral del factor de cambio en elementos congestionados).	Mitigación automática de ofertas a ofertas basadas en costos u ofertas promedio anteriores en ubicaciones congestionadas (según el umbral del factor de cambio en elementos congestionados).
<b>¿Las ofertas mitigadas debido a la congestión establecen precios de mercado?</b>	No. Todas las ofertas de ajuste, ya sean mitigadas o no, se liquidan mediante pagos separados.	No. Todas las ofertas de ajuste ya sean mitigadas o no, se liquidan mediante pagos separados.	Sí.
<b>Ejemplos de mercados actuales o anteriores.</b>	Colombia, Australia, Alberta; Anterior: ISO-Nueva Inglaterra.	Anterior: CAISO, ERCOT.	Todas las ISO de EE. UU.

### Recuadro 1 - Experiencias con la transición de la fijación de precios zonal a nodal en los Estados Unidos

De los siete ISO en los Estados Unidos, cuatro hicieron una transición de precios zonales a nodales después de comenzar las operaciones de mercado: PJM (transición en 1998), ISO-Nueva Inglaterra (2003), California ISO (2009) y ERCOT (2010). De estas transiciones, todas fueron acompañadas por una participación significativa de los agentes del mercado y, en algunos casos, por preocupaciones relacionadas con un diseño de mercado más complejo. Al revisar estas experiencias para el informe del Foco 1, encontramos que en todos los casos, a pesar de algunas propuestas para emprender medidas provisionales (por ejemplo, zonas de precios adicionales para mejorar la gestión de la congestión), cada uno de estos mercados hizo la transición a los precios nodales en un solo paso. Además, los monitores del mercado interno y externo proporcionaron evidencia empírica de mejoras inmediatas en la eficiencia a corto plazo, y también hay algunos estudios de investigación que hacen este hallazgo (por ejemplo, Wolak 2011b). ISO-Nueva Inglaterra tenía un diseño de mercado de energía muy similar al mercado colombiano de 1998-2003, con un precio de sistema único calculado utilizando básicamente el mismo método que elaboró XM. Los detalles de cómo hizo la transición el ISO-Nueva Inglaterra a la fijación de precios nodales durante aproximadamente 2-3 años pueden ser de especial interés para los reguladores colombianos. Se pueden extraer otras lecciones de los otros mercados. El Anexo 1 detalla estos hallazgos.

### 3. Servicios auxiliares y mecanismo de mercado

El diseño del mercado de Colombia está experimentando actualmente una reforma a su mercado de corto plazo que incluye el desarrollo de un despacho vinculante en el marco de tiempo del día anterior, seguido de los mercados intradiarios y un mercado de balance, que apoyará la co-optimización de la adquisición centralizada de la energía y servicios auxiliares basados en ofertas en cada uno de estos mercados. Este documento no revisará el conjunto completo de posibles nuevos servicios auxiliares y diseños de mercado para esos servicios, sino que se centrará en los principios generales para el diseño del mercado y las recomendaciones adicionales.

- Cuando sea apropiado, principalmente para la regulación de frecuencia y las reservas operativas, se deben utilizar mecanismos de mercado basados en ofertas para obtener servicios auxiliares.
- La optimización conjunta de la adquisición centralizada de energía y servicios auxiliares basados en ofertas en los mercados del día anterior y en tiempo real podría generar importantes ahorros de costos para los consumidores colombianos.
- La fijación de precios por áreas para la ubicación de las reservas con el fin de lograr una mayor confiabilidad puede ser desarrollada como una extensión del diseño del mercado. En muchos países la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía están desempeñando un papel mucho más importante en la provisión de servicios auxiliares, con el aumento de las FNCER y los recursos energéticos distribuidos. El Recuadro 2

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

proporciona algunas experiencias internacionales recientes notables con dicha participación.

La Tabla 2 resume las barreras existentes para la participación de este tipo de recursos en el mercado colombiano. El Recuadro 2 revisa algunas experiencias recientes con altos niveles de penetración de estos recursos en los mercados de servicios auxiliares de EE. UU. También hay ejemplos de otros países.

La integración de estos nuevos tipos de recursos en los mercados de servicios auxiliares se ha visto facilitada por nuevos tipos de características de diseño:

- Pagos por desempeño para capacidad rápida de respuesta rápida y exactitud de la respuesta (en los EE. UU., requeridos bajo la Orden 755 de 2011 de la FERC para las ISO de jurisdicción de la FERC).
- Reducción en tamaños mínimos de recursos: La participación directa de grandes a través de comercializadores y/o agregadores de demanda y agentes que están habilitados para proporcionar servicios complementarios a través de tecnologías de almacenamiento. Para facilitar la participación de DER agregados, los tamaños de participación más pequeños y los incrementos de oferta pueden ser útiles. El tamaño más pequeño observado en otros países es de 100 kW como mínimo.
- Las FNCER de gran escala con inversores avanzados están ofreciendo una gama completa de servicios auxiliares en otros mercados (eólicos, pilotos solares).
- Mejoras en los modelos de participación en el mercado (ver FERC, 2018). Por ejemplo, los modelos de almacenamiento deben acomodar los parámetros y restricciones de recursos y ofertas, discutidas anteriormente en la sección del mercado de energía.

**Tabla 2. Barreras actuales para la participación en el mercado mayorista por almacenamiento de energía y DER**

Servicio	Descripción del mercado o adquisición	Barreras actuales para la participación de ESS / DER
Arbitraje de energía	Cambio en el tiempo del mercado de energía al cargar en horas de bajo costo y descargar en horas de alto costo.	El cálculo <i>ex post</i> de los precios de la energía reduce las oportunidades de operaciones eficientes mediante el almacenamiento de energía; falta de señal de precio local de energía.
Respuesta primaria de frecuencia	Requisito de espacio libre en el generador, sin producto del mercado. Sanciones por incumplimiento.	No hay productos en el mercado, por lo que el almacenamiento de energía no se puede valorar directamente; solo como penalizaciones evitadas por generación convencional.
Regulación de frecuencia / AGC	Producto de mercado que proporciona el precio del mercado de energía para unidades en AGC.	Diseño de mercado desarrollado para generación. La adaptación de almacenamiento de energía requerirá la consideración de normas y mecanismos adicionales, tales como la neutralidad de la energía de la señal de AGC, los pagos de desempeño, y otros elementos de diseño.

**Recuadro 2: Participación de nuevos tipos de recursos en los mercados de servicios auxiliares**

Las ISO en todo el mundo han experimentado diferentes grados de participación en el mercado de servicios auxiliares por nuevos tipos de recursos, incluyendo respuesta a la demanda, almacenamiento de energía, FNCER y DER despachables. De particular interés son los casos en que estos recursos ya han logrado un alto grado de participación. En los Estados Unidos, la respuesta a la demanda fue el primer tipo de recurso nuevo que demostró una participación significativa en los servicios auxiliares, principalmente las reservas de contingencia. Por ejemplo, en 2018 la respuesta a la demanda proporcionó el 24.5% de las reservas sincronizadas de nivel 2 de PJM (solo las turbinas de combustión proporcionaron más), y el 2% de la regulación de PJM (que incluye tecnologías de control de carga y baterías detrás del medidor). En ERCOT, los recursos de carga pueden proporcionar hasta el 60% de las reservas receptivas, y ahora ofrecen un suministro de más de 5 GW contra un requisito de adquisición por hora de alrededor de 3 GW. Posiblemente el estudio de caso más singular de los Estados Unidos hasta la fecha es la rápida expansión de las baterías de iones de litio en el mercado PJM de regulación. En 2012, PJM implementó una serie de reformas en su diseño de mercado de regulación para facilitar la entrada de nuevas tecnologías (y para responder a las directivas de FERC para introducir pagos por desempeño). Estas reformas incluyeron la creación de una nueva señal de control AGC “rápida” (llamada RegD) junto con la continuación de la señal AGC “lenta” (RegA), un método de sustitución por el cual RegD podría reemplazar a RegA mientras capturaba los beneficios de control adicionales de RegD (lo que significa que 1 MW de RegD fue acreditado inicialmente desplazando más de 1 MW de RegA, en función de la cantidad de RegD seleccionada), creando una señal de control neutral de energía de 15 minutos para RegD para facilitar la utilización de baterías de corta duración y agregando un pago de rendimiento. El resultado fue facilitar la entrada rápida de baterías en los próximos años, la mayoría de los cuales fueron proyectos comerciales (es decir, asumieron el riesgo total del mercado). No había baterías en el mercado antes de estas reformas de diseño. En 2016, casi 300 MW de baterías nuevas de corta duración representaron en promedio más del 40% del suministro regulado por PJM, como se muestra en la tabla a continuación. Esta entrada respalda principalmente a las plantas de carbón fuera del mercado de regulación, con un efecto menor en el gas natural y la participación hidroeléctrica. Durante 2015-2016, comenzaron a surgir una serie de problemas operativos y de diseño de mercado, lo que condujo a una disminución en el suministro de baterías. En particular, las operaciones del sistema PJM descubrieron que no podía operar una gran cantidad de baterías mientras mantenía la neutralidad de energía de 15 minutos sin afectar adversamente el error de control de área (ACE). Además, los altos precios experimentados en el mercado durante 2014-2015 habían provocado una entrada de batería alta, lo que condujo a una disminución en los precios del mercado. Hubo otros problemas. Esto llevó a PJM en 2017 a limitar la adquisición de RegD y buscar cambios en las reglas del mercado, incluido el cambio a un ciclo de señal de control de RegD de 30 minutos. Estas reformas propuestas fueron controvertidas con los propietarios de la planta de almacenamiento y el caso está en FERC para su solución. La participación de la batería en el mercado disminuyó durante 2017-18 a medida que algunos proyectos salieron y otros agregaron más restricciones en sus operaciones para reducir el rendimiento. Sin embargo, el resultado del mercado es una de las demostraciones más dramáticas del potencial de las nuevas tecnologías en servicios auxiliares.

**Tabla - Ingresos de batería y cuota de mercado en el mercado de regulación PJM, 2014-18**

Año	Cuota de batería en el mercado (%)	Ingresos promedio de batería (\$/MW de regulación proporcionada)
2014	16	36.78
2015	27.6	27.07
2016	41	15.39
2017	30	28.25
2018	21.2	33.21

Fuente: *Monitoring Analytics, PJM State of the Market Reports, 2015-2018.*



#### **4. Mitigación del poder de mercado**

La mitigación del poder de mercado en los mercados de energía y servicios auxiliares a corto plazo se lleva a cabo a través de varios mecanismos principales:

- Cambios estructurales en la propiedad de los recursos del mercado para mejorar la competencia en el mercado;
- Reducir las barreras de entrada para nuevos recursos; y
- Restricciones en las operaciones de mercado para reflejar los impactos de las restricciones de la red de transmisión y las condiciones de demanda máxima.

Existen muchas variantes sobre cómo se implementa la mitigación del poder de mercado en todo el mundo. Según nuestra revisión, la CREG debería modificar sus mecanismos de mitigación del poder de mercado para reflejar mejor las oportunidades de poder de mercado debido a las limitaciones de la red de transmisión local. Sin embargo, no hemos proporcionado recomendaciones específicas. A nivel general, un mecanismo de mitigación de poder de mercado local (*local market power mitigation*, LMPM) es un procedimiento administrativo preespecificado (escrito en las reglas del mercado) que determina: (1) cuando un proveedor tiene poder de mercado local digno de mitigación, (2) lo que se le pagará al proveedor mitigado y (3) cómo la cantidad que se paga al proveedor afectará los pagos recibidos por otros participantes del mercado. Idealmente, el mecanismo LMPM está automatizado y se aplica lo suficiente como para reducir el ejercicio del poder de mercado, pero no para reducir excesivamente los precios de mercado. El Anexo 2 examina los métodos de LMPM en diferentes ISO.

#### **5. Características adicionales de diseño del mercado**

Colombia debe prever nuevas adaptaciones a los mercados a corto plazo al considerar los tipos de diseños a adoptar y el momento de su implementación. Algunas de esas características se discutieron anteriormente, como los mecanismos de optimización adicionales para el almacenamiento de energía. Otras características que se han implementado en otros mercados incluyen las que se detallan a continuación.

##### ***Transacciones virtuales***

Las transacciones virtuales (ofertas y ofertas presentadas por entidades financieras en ubicaciones de precios permitidas) se pueden introducir en el mercado del día anterior para mejorar la eficiencia de la secuencia del mercado diario en tiempo real. Las transacciones virtuales se pueden introducir simultáneamente con la implementación del mercado diario con precios por ubicación, o después de un período de operaciones del mercado. Las opciones de diseño del mercado pueden incluir los tipos de transacciones permitidas (oferta, demanda, diferenciales), las ubicaciones utilizadas para las transacciones (nodos internos, agregaciones de nodos, nodos externos) y la asignación de elevación a dichas transacciones.

### ***Precios de escasez***

La fijación de precios de escasez también se puede introducir para mejorar la alineación de los precios de servicios complementarios y de energía con las condiciones del sistema durante los períodos de escasez. Esto a su vez mejorará la capacidad de respuesta de los recursos existentes, facilitará la entrada de la respuesta a la demanda y proporcionará indicadores de las necesidades operativas, como las restricciones de la rampa. Diseños opcionales incluyen factores de penalización por escasez de servicios auxiliares anidados o una curva de demanda de reserva de operación.

## **6. Hoja de ruta**

La Figura 1, que ya se exponía en el resumen ejecutivo y se vuelve a incluir aquí, representa una hoja de ruta razonable que incorpora las perspectivas de los miembros del equipo.

El equipo concluyó que, dado que la CREG tiene un diseño avanzado para la modernización del mercado a corto plazo, que se espera que mejore la eficiencia y la formación de precios, la alternativa viable para la mejora del mercado a corto plazo es comenzar con el diseño la CREG, pero eso en paralelo, en 2020 también comienza el diseño del diseño de "estado final" con modelo de precios multinodal (LMP), con un objetivo para completar a fines de 2021 y métodos identificados para una transición del diseño existente según sea necesario.

Además, a partir de esta fecha, el modelo LMP podría ejecutarse en paralelo con el modelo de despacho vinculante y los mercados intradiarios, de tal manera que la decisión de la aplicación de precios nodales se realice con los ajustes necesarios detectados en las simulaciones LMP como un medio para resolver las ineficiencias de gestión de congestión y mejorar la transparencia del mercado, la eficiencia y la formación de precios. Esta propuesta facilitaría la introducción de tecnologías de nueva generación a nivel central y distribuido al dar señales de precios localizadas.

Si bien este enfoque es razonable, algunos miembros del equipo también creen que la vía de reforma más directa y acelerada también sería factible, y están dispuestos a participar en cualquier consulta posterior sobre esta vía.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico



**Figura 1. Hoja de ruta propuesta para reformas de diseño de mercado a corto plazo**

## B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales

### Observaciones generales

Las nuevas plantas generalmente requieren contratos a plazo, de precio fijo o indexados a largo plazo, para una parte significativa de la producción esperada de la planta a fin de obtener el financiamiento inicial necesario para construir la planta. Las plantas existentes firman contratos a plazo fijo o indexado para reducir su exposición a precios a corto plazo y reducir la volatilidad de sus resultados financieros. Estos contratos complementan los ingresos obtenidos del mecanismo de cargo por confiabilidad existente. Propietarios y comercializadores de unidades de generación también participan en el mercado bilateral de venta libre (*over-the-counter*, OTC) para cubrir su riesgo de precio de mediano plazo, por lo general de 2 a 3 años en el futuro.

El mercado OTC en Colombia, que representa la única alternativa viable a las subastas patrocinadas por el Gobierno,<sup>10</sup> sufre de las siguientes debilidades:

- Los precios negociados no están disponibles para el público. Esta situación favorece a los titulares grandes e integrados, que disfrutan de los beneficios de esta información parcial del mercado. De este modo se crea una barrera de entrada de capacidad para los nuevos participantes del mercado que no tienen acceso a esta información.
- Los precios de la demanda no regulada en Colombia suelen estar muy por debajo de los precios de la demanda regulada.
- Hay una falta de anonimato, porque el precio del contrato bilateral depende de la contraparte. Esto implica que los precios generales combinan el riesgo puro de los productos básicos y el riesgo crediticio.
- Existe una diversidad extrema de tipos de contratos negociados. Esta falta de estandarización puede crear un obstáculo para el eventual uso de estos datos para construir una curva a plazo creíble para energía.
- Los comercializadores no integrados verticalmente, los propietarios de las unidades de generación y pequeños participantes han limitado el acceso a los contratos bilaterales.
- La opaca contraparte de gestión de riesgos hace que sea difícil determinar si el mercado bilateral a plazo está adecuadamente protegido contra la falta.

Un mercado líquido, transparente y estandarizado para la cobertura en horizontes temporales necesarios para es esencial para que nuevos entrantes puedan competir en la oferta de energía en el mercado a corto plazo y así facilitar la entrada de nueva capacidad de generación.

Los comercializadores del sector regulado generalmente pueden transferir la parte de los aumentos de precios a corto plazo no cubiertos. El componente de costo de generación de la

---

<sup>10</sup> La subasta de FNCER en octubre de 2019 representa una rara excepción, dado que una subasta patrocinada por el Gobierno resultó en contratos bilaterales.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

tarifa regulada de los comercializadores es un promedio ponderado de: (i) los precios del contrato bilateral en el mes anterior para el comercializador, (ii) los precios del contrato bilateral observados para todo el mercado, y (iii) las compras a corto plazo en el mercado mayorista del comercializador.<sup>11</sup> Este mecanismo de precios ofrece un incentivo limitado para que los comercializadores regulados compren contratos bilaterales para cubrir su riesgo de precio de mercado a corto plazo.

Un proveedor integrado verticalmente es indiferente al precio de la energía a corto plazo en la medida en que puede transmitirlo a sus consumidores. Sin embargo, su unidad de generación prefiere naturalmente precios más altos. La estructura actual coloca en una posición injusta a los participantes no integrados; además, una mayor cantidad de demanda final atendida por proveedores integrados verticalmente de sus propias unidades de generación tiende a reducir la liquidez en el mercado de contratos a plazo de precio fijo.

La Resolución CREG 131 de 1998 en su artículo 4 establece que cada usuario no regulado debe operar con un solo comercializador. Esto permite a los consumidores libres cambiar de proveedores, pero hace que sea más difícil para los consumidores libres el establecer un portafolio de contratos con diferentes proveedores, lo que puede reducir el grado de competencia en el mercado de contratos bilaterales de energía para los consumidores libres.

### **Contratos anónimos y estandarizados**

La Resolución CREG 114 de 2018 abre la puerta para que el propio mercado proponga Mercados Anónimos y Estandarizados (MAE).. Los MAE se espera resolverán los problemas de la falta de transparencia, la falta de anonimato y la falta de estandarización de los contratos. Estos MAE también requerirán mecanismos estandarizados para resolver el riesgo de contraparte, como la cámara de compensación.

La Resolución CREG 079 de 2019 busca alinear el mercado bilateral con los principios generales de los mercados organizados, evitando específicamente la posibilidad de que los participantes del mercado arbitren diferentes entornos de mercado. En particular, postula que:

- La transferencia de precios (del comercializador al consumidor regulado) es factible solo a través de (i) contratos que se registran a través de subastas formales organizadas por comercializadores, (ii) compras en el mercado spot, o (iii) contratos registrados a través de MAE con licencia (mercados estandarizados y anonimizados, definidos en CREG 114).
- Las subastas formales organizadas por los comercializadores deben definir contratos estandarizados de precio fijo (que podrían indexarse con índices de precios oficiales del Gobierno) para cantidades horarias fijas (o con patrones predeterminados) de energía.

---

<sup>11</sup> Consulte la página 8 de la Resolución CREG 119 de 2007 para obtener una descripción de este proceso de fijación de precios.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Las compras a través de subastas formales organizadas por un comercializador a un generador integrado son limitadas (con límites que disminuyen del 50% de su demanda regulada en 2020 al 10% en 2025).
- Los resultados de la subasta (precios promedio) deben ponerse a disposición del público.

### **Recomendaciones**

- La regulación debería incentivar a los participantes a crear mercados que sean los mejores para un mercado mayorista de energía funcione bien.
- Los MAE deberían ser un buen punto de partida para crear mercados líquidos a plazo o futuros. Sin embargo, un examen más detallado se debe centrar en el diseño de la comercialización:
  - Debe establecerse un límite en el porcentaje de los costos de riesgo de contraparte que los comercializadores pueden transferir a los usuarios (porcentaje del total o hasta una cierta cantidad en pesos).
  - Fortalecer el proceso de auditoría por transferir los costos antedichos. Debido a que estos son pagados en su totalidad o en parte por los usuarios, debe existir transparencia absoluta en al calcularlos.
  - Exigir a los MAE que definan estándares mínimos de seguridad crediticia en su esquema de garantía. Por ejemplo, requerir modelos de riesgo para obtener niveles mínimos de confianza (95%, por ejemplo).
    - Para definir el límite del costo que se puede transferir al usuario, el cálculo se puede realizar con un nivel de confianza dado (puede ser el mismo 95%) por encima del cual es el comercializador quien debe asumir el costo de las garantías. Esto ejerce presión sobre los comercializadores para desarrollar mecanismos para equilibrar la seguridad crediticia frente al desarrollo del mercado.
  - Obligar a los comercializadores a reportar a la CREG todos los contratos realizados con partes relacionadas (nombres de partes relacionadas, precio, volumen, fecha). Mantener esta información oculta es una conducta segura para que las partes relacionadas no gestionen su conflicto de intereses.
  - Todas las transacciones de mercado a plazo (en particular aquellas entre partes relacionadas) deben realizarse a precios de mercado. Esto puede ser supervisado por la SSPD o por una entidad autorreguladora que debe tener acceso a toda la información de los mercados.
  - Más aún, esta información sobre las transacciones en estos mercados bilaterales debe estar disponible (sin nombres de compradores y vendedores u otra información confidencial) para el público de una forma accesible.
- Es imperativo diseñar una regulación que alinee los intereses de los comercializadores del sector regulado con los de los consumidores. Esta misma situación debe buscarse para los comercializadores.
  - Eventualmente, un mercado transparente y moderno permitiría a los usuarios cambiar de comercializador de manera eficiente, motivándolo así a responder a los riesgos y objetivos de los usuarios. Esta situación debería ser un objetivo a largo plazo.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

Una forma directa de lograr la alineación de incentivos es evitar una transferencia del 100% de las compras en el mercado spot. Usar el promedio de mercado de los contratos que vencen en un período dado, como se muestra en la Resolución CREG 119 de 2007, expone a los comercializadores al riesgo del mercado a corto plazo, lo que los motiva a participar en el mercado de contratos a plazo de precio fijo.

- La demanda no regulada debería poder negociar de manera independiente y directa con los generadores. La existencia de contratos marco para uso generalizado en toda la industria puede facilitar estas transacciones en el mercado OTC. Ahora, si los comercializadores deben mantenerse como intermediarios para la demanda no regulada, este último debería poder establecer relaciones simultáneas con tantos comercializadores como desee.

### Hoja de ruta

**Tabla 3. Hoja de ruta para reformas a contratos y mecanismos bilaterales de mercado**

<b>Recomendaciones</b>	<b>2020-2021</b>	<b>2022-2023</b>	<b>2024-2030</b>
Parametrización de incentivos para que agentes participen en MAE.	Definición de los principios MAE de traspaso (precios y costos) a la demanda regulada. Definición de principios MAE de requisitos crediticios.		
Alineación entre MAE y otros mercados.	Resolución de aspectos crediticios de subastas privadas. Transparencia de subastas privadas.		
Alineación de incentivos entre comercializadores y usuarios regulados.	Alineación de la exposición a precios <i>spot</i> y riesgos.	Promover más competencia de los comercializadores. Permitir a los usuarios conocer los precios de los servicios básicos de diferentes comercializadores.	Desarrollar una amplia transparencia y facilitar el cambio de proveedores para los usuarios finales.
Dinámica de cobertura de demanda no regulada.	Permita que la demanda mantenga relaciones con tantos comercializadores como desee.		

## **C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo**

Existe un acuerdo general entre los miembros del equipo de que se requiere un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo para el mercado eléctrico mayorista colombiano. Una oferta finita en el mercado a corto plazo, las limitaciones de la tecnología de medición y la imposibilidad de restringir el suministro de la energía solamente a aquellos clientes, que no compran energía suficiente en el mercado de futuros para entrega en condiciones de escasez del sistema, implica la existencia de una “externalidad de confiabilidad”. Esta externalidad surge porque ningún comercializador individual o gran consumidor asume el costo total de no comprar suficiente energía para satisfacer la demanda en condiciones extremas del sistema. Este resultado justifica la necesidad de un mecanismo ordenado por el regulador para garantizar que haya suficiente energía disponible para satisfacer la demanda durante El Niño y otras condiciones de escasez del sistema.<sup>12</sup>

Dado este punto de partida, existen varios posibles diseños regulatorios y/o de mercado que podrían lograr la suficiencia de los recursos a largo plazo, y los miembros del equipo de Foco 1 tienen diferentes puntos de vista sobre cuáles de estos resultarían en un mecanismo de menor costo para los consumidores colombianos.

El equipo ha evaluado dos abordajes que difieren en términos del producto utilizado para garantizar la suficiencia de los recursos a largo plazo. El primer abordaje se centraría en un concepto agregado de energía y el segundo abordaje mantendría el concepto actual de energía firme.

El primer enfoque sería la transición a un enfoque de contratación de energía estandarizado y ordenado por el regulador que garantice que todos consumidores (regulados y no regulados) hayan comprado suficiente energía en el mercado de contratos en varios horizontes para la entrega para así cubrir la demanda futura del sistema durante todas las horas del año.

El segundo enfoque mantendría e intentaría eliminar los defectos del actual Cargo por Confiabilidad (Cx) basado en energía firme. Estos defectos se describen en McRae y Wolak (2016 y 2019).

Si bien los miembros del Foco 1 están de acuerdo en que el primer enfoque debe ser el estado final de las reformas de diseño, no están de acuerdo sobre los detalles específicos del diseño de cada uno de estos dos enfoques.

Todos los miembros acordaron que el primer enfoque es el mejor estado final para las reformas de diseño de mercado, algunos miembros consideran que, dadas las incertidumbres sobre la duración del período de transición y las posibles dificultades y posibles efectos sobre la

---

<sup>12</sup> Ver Wolak (2019) para una discusión de la lógica subyacente a esa "externalidad de confiabilidad" que justifica la necesidad de un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo impuesto por el regulador.



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

confiabilidad del sistema debido a la gran dependencia que la confiabilidad del sistema tiene con la ocurrencia de Niño y sus características, un segundo enfoque que modifique el mecanismo existente debe considerarse como una alternativa de transición, mientras que el sistema de condiciones permite obtener la propuesta de estado final

Esta Sección C resume: primero los defectos en el mecanismo de cargo por confiabilidad existente y la relevancia de varias razones históricas para este mecanismo. Esto es seguido por una discusión de los principios económicos que rigen el análisis. Finalmente, hay una descripción de un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo que es propuesto.

### **Análisis del mecanismo de cargo por confiabilidad**

Existen tres deficiencias en el actual mecanismo de cargo por confiabilidad:

1. Como se demostró en McRae y Wolak (2019a), aumenta el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado unilateral en el mercado de energía a corto plazo cuando surgen condiciones críticas del sistema.
2. Los resultados en McRae y Wolak (2019b) muestran que condujo a mayores costos para los consumidores y niveles promedio más bajos de agua, sobre todo durante períodos previstos de El Niño. Por lo tanto, no parece ser un mecanismo efectivo para equilibrar la confiabilidad del sistema y la eficiencia del mercado.
3. La certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo de cargo por confiabilidad reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo de energía a precio fijo y comprar y vender otros instrumentos de cobertura. Esto puede reducir la liquidez y los volúmenes negociados en estos mercados.

Varios de los desafíos que motivaron la introducción del actual cargo por confiabilidad son significativamente menos relevantes hoy en día. El cambio tecnológico y las recientes decisiones de política gubernamental también han introducido una serie de nuevos desafíos de confiabilidad para un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Estas consideraciones deberían motivar una revisión fundamental acerca de diseños alternativos.

1. El cargo por confiabilidad se diseñó originalmente para garantizar que el sistema dominado por energía hidroeléctrica en Colombia estuviera respaldado con suficiente capacidad de generación térmica para satisfacer la demanda del sistema en condiciones de poca agua. El gobierno colombiano ha tomado medidas recientemente para aumentar la capacidad de generación eólica y solar intermitente. Estas tecnologías de generación intermitente son poco adecuadas para participar en el mecanismo de cargo por confiabilidad existente.<sup>13</sup>
2. El bajo desempeño de algunas unidades de generación (el ejemplo más notorio es Termocandelaria) durante el evento más reciente de El Niño ha revelado deficiencias en

---

<sup>13</sup> La energía firme de una unidad de generación se define como la cantidad de energía que la unidad puede proporcionar en condiciones extremas del sistema. Debido a que las unidades de generación solar y eólica producen cuando el recurso subyacente está disponible, definir la capacidad firme de estos recursos es mucho menos sencillo que determinar la energía firme de un recurso térmico o incluso de un recurso hidroeléctrico.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

los mecanismos de compensación y penalización diseñados para garantizar que la energía firme vendida bajo el mecanismo de confiabilidad proporcionará esta energía firme durante eventos de El Niño.

3. Históricamente, el mecanismo de cargo por confiabilidad ha jugado un papel clave para impulsar la expansión de la capacidad de generación en Colombia. Las subastas de cargos por confiabilidad se basan en las ofertas de precio y cantidad de nueva capacidad de generación, con las plantas existentes participando como tomadores de precios en estas subastas. Por lo tanto, los precios de capacidad deben cubrir el costo esperado de invertir en capacidad de nueva generación. Esta lógica implica que los mecanismos de suficiencia de los recursos a largo plazo deben juzgarse en gran parte en función de las señales económicas que se brindan a los inversionistas para lograr costos bajos de la capacidad de la nueva generación independiente de los costos operativos para atender la demanda en todas las posibles condiciones futuras del sistema.
4. El mecanismo de cargo por confiabilidad existente se ha comprometido con los propietarios de unidades de generación hasta 2043. Cambiar estas obligaciones es probable que sea un proceso extremadamente costoso y que requiera mucho tiempo. Por lo tanto, cualquier cambio en el mecanismo de cargo por confiabilidad existente debe intentar cumplir con estos compromisos existentes.
5. Finalmente, el equipo del Foco 1 confía en la importancia de desarrollar un mercado a plazo líquido para la energía y, en su momento, horizontes de entrega que permitan a los nuevos competidores competir con las empresas existentes para suministrar esta energía. En consecuencia, una característica importante de cualquier mecanismo propuesto, para garantizar la suficiencia de los recursos a largo plazo, es el grado en el que se proporciona fuertes incentivos para el desarrollo de un mercado de futuros activos para obtener energía.

### **Pautas y opciones para reformas de mecanismos**

Varios principios económicos guían nuestro análisis de los mecanismos de suficiencia de recursos a largo plazo y forman la base de nuestras recomendaciones. Primero, la suficiencia de los recursos a largo plazo implica la producción ininterrumpida de energía durante todas las posibles condiciones futuras del sistema, incluidos los eventos de El Niño. En segundo lugar, debería haber una formación de precios eficiente en los mercados de energía a corto y largo plazo. El mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería promover la transparencia, la liquidez y reducir los riesgos crediticios en los mercados de energía a corto y largo plazo. Tercero, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería alentar a los comercializadores y grandes consumidores a cubrir su riesgo de precio y cantidad a corto plazo. Cuarto, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería limitar el incentivo de los grandes proveedores para ejercer el poder de mercado en el mercado a corto plazo durante condiciones críticas del sistema, particularmente aquellas que conducen a eventos de El Niño. En quinto lugar, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería fomentar mecanismos de distribución de riesgos eficientes y efectivos, entre los proveedores de electricidad que emplean diferentes tecnologías para suministrar energía, reduciendo así la incertidumbre agregada en el suministro

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

de electricidad (esto limitará el impacto de la incertidumbre de la finalización de proyectos de generación específicos, como Ituango).

El mecanismo de suficiencia de los recursos a largo plazo debería alentar la combinación de recursos de generación de menor costo para satisfacer la demanda en todas las posibles condiciones futuras del sistema. Esto significa que el mecanismo debería fomentar el uso eficiente de la capacidad de generación hidroeléctrica existente. Se debe alentar a las unidades de generación térmica a ofrecer capacidad en el mercado a corto plazo con las ofertas de precios más competitivas y con el mayor nivel de disponibilidad posible. Finalmente, el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debería reconocer y recompensar los atributos únicos de diferentes tecnologías que mejoran la confiabilidad del sistema.

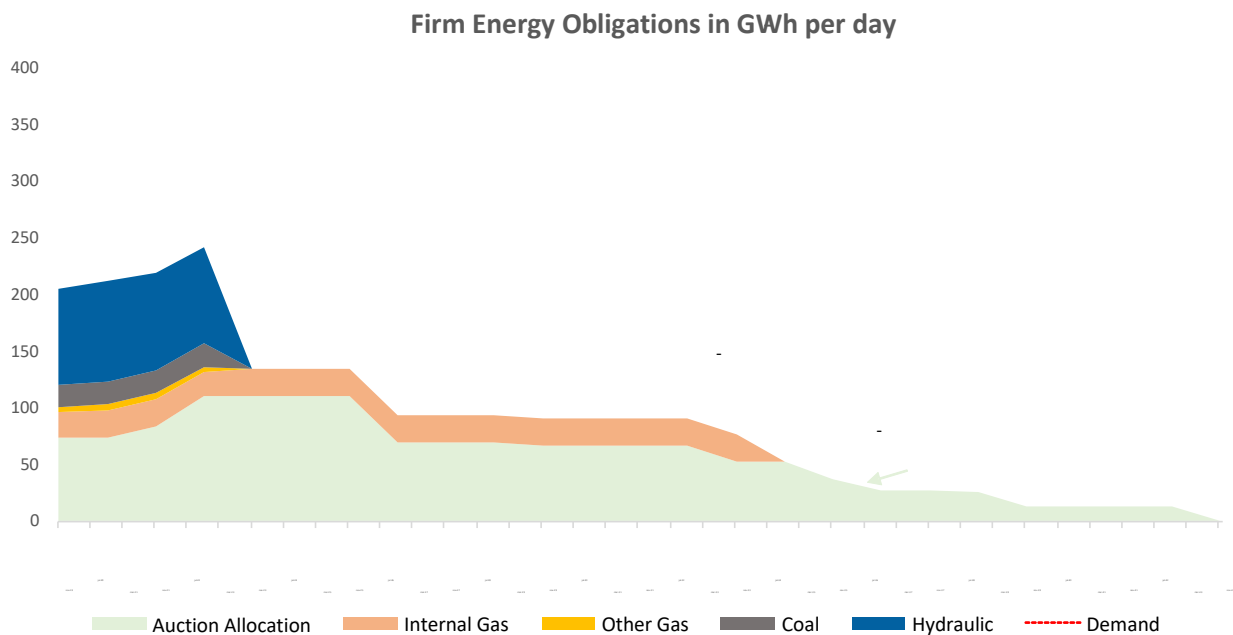
Es importante enfatizar que las condiciones actuales en el mercado eléctrico mayorista colombiano descritas dan lugar a la mencionada “externalidad de confiabilidad”, por lo que cualquier mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo debe ser obligatorio. Esta lógica también es la razón por la cual es obligatorio que todos los comercializadores que representan la demanda regulada y no regulada participen en el mecanismo de cargo por confiabilidad existente en Colombia. Todos los comercializadores preferirían “viajar gratis” en las compras de energía en firme de otros participantes del mercado (que aseguran un suministro confiable de electricidad), en lugar de comprar su propia obligación de energía en firme. Sin embargo, un objetivo importante para el diseño de cualquier mecanismo de recursos a largo plazo es limitar la necesidad de intervención regulatoria en la operación del mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo y, en su lugar, confiar en las señales del mercado en la medida de lo posible.

### **Opciones para la reforma del mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo**

Esta sección describe los dos mecanismos de suficiencia de recursos a largo plazo para Colombia recomendados por el equipo de Foco 1. El primero es un contrato a plazo estandarizado para la suficiencia de recursos a largo plazo basada en energía. El segundo es un mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo basado en capacidad que modifica el cargo de confiabilidad existente

Los derechos y responsabilidades adquiridos en las subastas de cargos por confiabilidad anteriores deben respetarse según el mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo recomendado. Se deben respetar los resultados de las subastas de energía firme realizadas en los años 2008, 2011-2012 y 2019. Estas obligaciones incluyen las plantas de gas natural ubicadas cerca de la Costa Atlántica con acceso a la planta de regasificación con obligaciones de energía firme entre 2016 y 2026. También se incluyen las plantas construidas antes de 2008 con obligaciones de energía firme que vencen hasta 2023. La Figura 2 muestra el camino temporal de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas en estas subastas de cargos de confiabilidad.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico



**Figura 2. Obligaciones de Energía Firme existentes.**

### ***Enfoque estandarizado de contratación de energía para la suficiencia de recursos a largo plazo***

El primer enfoque para la suficiencia de los recursos a largo plazo favorecido por algunos miembros del equipo de Foco 1 asegura que haya energía adecuada para satisfacer la demanda horaria del sistema en Colombia durante todo el año en todas las posibles condiciones futuras del sistema. Esta energía se compraría a través de contratos a plazo trimestrales estandarizados de precio fijo y cantidad fija ajustados a la demanda horaria de energía dentro del trimestre del año. Cada subasta trimestral del contrato se llevará a cabo con suficiente antelación a la entrega para permitir que los nuevos participantes compitan con las unidades de generación existentes para suministrar esta energía. Al igual que el mecanismo existente de suficiencia de recursos a largo plazo, estas compras estandarizadas de contratos a plazo de precio fijo son obligatorias para la demanda.

Se requeriría que todos los comercializadores que representen consumidores regulados y no regulados compren estos contratos estandarizados a largo plazo de precio fijo para energía igual a porcentajes preespecificados, por el regulador, de su demanda anual de energía en varios horizontes para la entrega en el futuro. Por ejemplo, se le puede solicitar al comercializador que mantenga el 100% de su demanda real en este producto estandarizado con un año de anticipación, 95% con dos años de anticipación, 90% con tres años de anticipación y 90% con cuatro años de anticipación. La CREG establecerá estos porcentajes en consulta con XM y UPME para garantizar que la demanda de energía por hora se cumpla durante el próximo año, independientemente de las condiciones de suministro, incluido un evento de El Niño.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Estos contratos estandarizados serían productos trimestrales que se ajustaran al patrón horario de la demanda del sistema durante el trimestre. Supongamos que  $Q_h$  es igual a la demanda del sistema durante la hora  $h$  del trimestre y  $Q_T = \sum_{h=1}^H Q_h$  es la demanda trimestral de energía del sistema, donde  $H$  es el número total de horas en el trimestre. Establezcamos  $w_h = \frac{Q_h}{Q_T}$  igual a la parte de la demanda trimestral en la hora  $h$  del trimestre. Según estos contratos estandarizados de energía, si se venden 10,000 MWh de energía trimestral en virtud de este contrato, entonces  $w_h \times 10,000$  MWh es la obligación de la cantidad del contrato a plazo del vendedor durante la hora  $h$  del trimestre para todas las horas durante el trimestre. Tenga en cuenta que debido a que  $\sum_{h=1}^H w_h = 1$  para cada trimestre, 10,000 MWh de energía comprada se asignan completamente a todas las horas del trimestre.

Los comercializadores que no cumplan con estos requisitos de compra de contrato estandarizados serían penalizados en \$/MWh por el grado en que no cumplan con el requisito. Por ejemplo, si la carga anual real del comercializador es de 10,000 MWh y el requisito de contratación para el año en cuestión es el 90 por ciento de la carga actual, entonces sus tenencias de contrato estandarizadas para este año de entrega deben ser de al menos 9,000 MWh para evitar sanciones por incumplimiento.

Este requisito de suficiencia de recursos a largo plazo implica que si todos los comercializadores han comprado la cantidad requerida de este contrato estandarizado de suficiencia de recursos a largo plazo, la demanda en el agregado se cubre hasta el porcentaje obligatorio contra las fluctuaciones de precios a corto plazo, aunque las demandas individuales y las unidades de generación aún enfrentarían un riesgo residual de precio a corto plazo en la medida en que sus formas de carga difieran de la forma de la demanda agregada. Esta es una característica importante de este enfoque basado en contratación a futuro de energía estandarizada a precio fijo para la suficiencia de recursos a largo plazo. Solo asegura que haya una energía adecuada comprada en el mercado a futuro a un precio fijo para garantizar que la demanda de todo el sistema esté totalmente cubierta. Los generadores y comercializadores individuales son libres de participar en contratos bilaterales para cubrir su propia producción y consumo de energía.

La CREG determinará la duración de los requisitos de contratación en el futuro y la fracción de la demanda final que se exige que se cubra en cada horizonte hasta la entrega. El cumplimiento se verificará y las sanciones serán evaluadas por XM y CREG. Las recomendaciones para estas magnitudes se proporcionan en la Sección 4 de Wolak (2019c).

Estos contratos estandarizados se venderían a través de subastas periódicas realizadas por XM, similar al mecanismo CxC actual. Debido a que son productos estandarizados, los comercializadores y los grandes consumidores podrían utilizar un mecanismo de subasta simple para comprar estos productos estandarizados. Específicamente, a causa de que los comercializadores y los consumidores no regulados simplemente están comprando una cantidad fija de energía trimestral, una subasta de reloj descendente podría usarse. El precio de compensación del mercado para cada producto trimestral sería igual al precio más bajo donde la cantidad agregada demandada es igual a la cantidad ofrecida.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Estos contratos se compensarían con el precio a corto plazo por hora de XM, con un mecanismo de gestión de riesgos de contraparte establecido por CREG. Se debe establecer una cámara de compensación entre los grandes proveedores y comercializadores para gestionar el riesgo de contraparte entre todas las partes. Este mecanismo aseguraría que aquellos proveedores y comercializadores con mayor riesgo de crédito pongan mayores garantías por cada MWh de energía comprada en estos contratos que los generadores, comercializadores y consumidores no regulados más solventes. Existe una significativa experiencia internacional con el diseño y operación de cámaras de compensación para productos financieros a plazo que podrían guiar el diseño y operación de este mecanismo de gestión de riesgos de contraparte.

Es importante enfatizar que no habría restricciones en otros tipos de contratos que los propietarios de unidades de generación, comercializadores y grandes consumidores puedan celebrar una vez que hayan satisfecho los requisitos de cumplimiento de suficiencia de recursos a largo plazo de mantener la cantidad requerida de los contratos a plazo estandarizados para energía en cada horizonte preespecificado para la entrega. Los comercializadores deben mantener cualesquiera clases de contratos utilizados para el cumplimiento hasta la fecha de entrega, pero son libres de vender estos contratos cuando pierden demanda o comprar contratos si incrementan su demanda. Los participantes del mercado también serían libres de celebrar otros contratos a plazo para cubrir su riesgo de precio a corto plazo.

Además de garantizar la energía adecuada para satisfacer la demanda del sistema en condiciones extremas de demanda futura, como un evento como el de El Niño, el objetivo principal de este mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo es fomentar un mercado de energía a plazo activo en los horizontes de entrega suficientemente amplios para que los nuevos participantes compitan para suministrar esta energía. Hay dos razones por las cuales es probable que esto ocurra. Primero, es probable que los comercializadores ganen y pierdan demanda con el tiempo, lo que implica que la entidad que gane carga necesitará comprar este contrato estandarizado y las entidades que perdieron carga querrán vender los contratos. En segundo lugar, estos contratos estandarizados todavía dejan propietarios de unidades de generación y comercializadores con un riesgo de precio a corto plazo residual a tal punto que sus formas de producción difieren de la forma de la carga del sistema. Esto crea una demanda adicional de instrumentos de cobertura.

Este mecanismo proporciona un fuerte incentivo para que se formen acuerdos de cobertura cruzada entre los propietarios de unidades de generación intermitente y los propietarios de recursos térmicos. Propietarios de unidades de generación hidroeléctricas y de otros renovables intermitentes que venden los contratos estandarizados de recursos de suficiencia a largo plazo de energía querrán un seguro contra el riesgo cuantitativo que enfrentan al vender estos contratos estandarizados. Pueden comprar esto de un recurso térmico despachable, lo que proporciona un flujo de ingresos adicional a los propietarios de recursos térmicos. Además, esta cobertura cruzada por parte de los proveedores de energía hidroeléctrica garantizará que, al principio de un evento de El Niño, los proveedores térmicos desplacen a los proveedores de

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

energía hidroeléctrica para garantizar que haya agua adecuada para satisfacer la demanda del sistema durante todo el período del evento de El Niño.

Una característica importante de este enfoque de contrato a largo plazo estandarizado de precio fijo para la suficiencia de recursos a largo plazo es que proporciona fuertes incentivos para que los propietarios de recursos térmicos pongan su capacidad a disposición del mercado a corto plazo durante cada hora del trimestre. El propietario de una unidad de generación térmica con una obligación de contrato a largo plazo estandarizada por hora puede cumplir con esta obligación de energía a plazo de dos maneras: (1) produciendo la energía de su unidad de generación, o (2) comprando esta energía del mercado a corto plazo. Si el precio a corto plazo es igual o superior al costo marginal de la unidad, entonces el propietario de la unidad está maximizando sus ganancias para producir esta energía. Si el precio a corto plazo está por debajo del costo marginal de la unidad, esto maximiza las ganancias al comprar esta energía en el mercado a corto plazo. La forma más directa de garantizar que el propietario de la unidad de generación tome la decisión eficiente de “producir o comprar” por hora es que presente un precio de oferta en el mercado a corto plazo igual al costo marginal de producción de energía de su unidad. Esto asegura que el propietario producirá energía cuando sea más rentable y comprará energía del mercado a corto plazo cuando sea más rentable. Además, al no presentar una oferta en el mercado a corto plazo, el proveedor corre el riesgo de perder ganancias al no tomar la decisión eficiente de “producir o comprar”. Con todos los recursos térmicos enviando ofertas al mercado a corto plazo durante tantas horas del año como sea posible, la demanda del sistema durante todo el año se satisfará al menor costo.

La lógica del párrafo anterior implica que este mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo ofrece fuertes incentivos para que los proveedores encuentren la combinación de costos más bajos de recursos de generación, almacenamiento y participación activa del lado de la demanda para satisfacer la demanda por hora durante todo el año. Debido a que los proveedores han vendido estos contratos a plazo de precio fijo estandarizados bajo este esquema con suficiente anticipación a la entrega para permitir que los nuevos participantes compitan para suministrar esta energía, una vez que estos contratos se han vendido, todos los proveedores tienen un interés colectivo, logrando el menor costo posible del servicio de la demanda del sistema. Esto se debe a que los ingresos totales asociados con la demanda del sistema de servicio se han determinado a partir de las ventas de estos contratos a plazo de precio fijo estandarizados, y al minimizar el costo de la demanda del sistema de servicio, estos proveedores pueden maximizar las ganancias que obtienen de sus ventas de contratos a plazo estandarizados.

En la medida en que exista la preocupación de que los proveedores puedan vender más energía en estos contratos a plazo estandarizados de lo que pueden suministrar desde sus unidades, el concepto de energía firme del mecanismo de pago de confiabilidad existente podría usarse para limitar la cantidad de energía trimestral que cada unidad de generación existente vende. Por ejemplo, si se encuentra que un proveedor tiene 100 MWh de energía firme, entonces la cantidad máxima de energía trimestral que el proveedor podría vender es igual a  $100 \text{ MWh} \times H$ , donde  $H$  es la cantidad de horas en el trimestre. Debido a que los proveedores térmicos generalmente tienen cantidades de energía firmes mayores que la cantidad de energía que producen cada hora y los proveedores hidroeléctricos típicamente tienen cantidades de energía firmes menores que

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

la cantidad de energía que producen cada hora, esta restricción en las ventas trimestrales de energía asegurará que haya suficiente energía para satisfacer la demanda del sistema incluso durante las condiciones de El Niño.

Las unidades de nueva generación podrían incluirse en este esquema vendiendo en las subastas trimestrales que entregan energía al menos tres años en el futuro. Se requeriría que estos proyectos de nueva generación tengan una cantidad de energía firme suficiente para satisfacer sus ventas trimestrales de energía en ciertas fechas antes de la entrega o enfrentar la posibilidad de que sus contratos de energía estandarizados se liquiden. Por ejemplo, si un nuevo participante vendió 10,000 MWh en energía trimestral, esto implica que una nueva capacidad de energía firme igual a 10,000 MWh / H debe construirse antes de la fecha de cumplimiento. Si el vendedor de esta cantidad de energía trimestral no logra construir o comprar (de un recurso de generación existente que no se haya vendido como energía trimestral) la energía firme necesaria para la fecha de cumplimiento, este contrato de energía trimestral de 10,000 MWh se liquidaría.

### **Posible enfoque para eliminar la compra obligatoria de contratos estandarizados**

Algunos miembros de Foco 1 preferirían no exigir que los comercializadores y los consumidores no regulados compren contratos a largo plazo para cubrir sus demandas de energía. Sin embargo, sin ciertas condiciones previas, este enfoque puede no conducir a la cantidad de contratos a plazo de precio fijo y a largo plazo necesarios para lograr la suficiencia de los recursos a largo plazo debido a la existencia de la “externalidad de confiabilidad” descrita anteriormente. Sin embargo, como se señaló en Wolak (2019c), esta externalidad de confiabilidad ya no existe si la CREG está dispuesta a dejar el mercado de energía a corto plazo sin límites y también si está dispuesta a comprometerse a permitir que los precios de energía a corto plazo aumenten al nivel necesario para lograr la demanda horaria igual a la alimentación por hora durante todas las posibles condiciones del sistema. Esta reforma regulatoria puede causar que los precios a corto plazo aumenten a niveles extremadamente altos durante los períodos de El Niño. También es probable que los consumidores enfrenten precios de los comercializadores extremadamente altos durante estos períodos de tiempo para reducir su demanda para satisfacer la oferta disponible. Sin embargo, dicha reforma podría proporcionar incentivos suficientemente fuertes para que los comercializadores y los grandes consumidores compren una cantidad suficientemente grande de coberturas contra el riesgo de precios a corto plazo para garantizar la suficiencia de los recursos a largo plazo.

### ***Modificación del cargo por confiabilidad existente***

Esta modificación incluye la definición de productos energéticos firmes adicionales que distinguen entre la capacidad de generación existente y la nueva. Los productos energéticos firmes también permitirían distinguirse según la estación del año para abordar la naturaleza estacional del suministro de energía hidroeléctrica.

Esta modificación del cargo por confiabilidad crearía tres productos separados: i) energía firme de nueva capacidad de generación que no ha comenzado a construirse o está en construcción en



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

el momento de la subasta de energía firme, ii) energía firme de plantas existentes con factores de capacidad promedio anuales inferiores al 20% sin una Obligación de Energía Firme existente, y iii) energía firme de otras plantas existentes. Esta modificación está diseñada para aumentar la habilidad del cargo por confiabilidad para lograr una combinación deseada de capacidad de generación y compensar cada tipo de capacidad de generación por los servicios únicos de confiabilidad que brinda.

Las subastas de Obligación de Energía Firme venderán productos diferenciados por la temporada del año en que se realiza la entrega. La creación de productos estacionales está diseñada para permitir que fuentes de energía específicas vendan cantidades estacionales de energía firme que el recurso pueda proporcionar en esa estación del año.

El objetivo de la demanda de cada uno de los tres productos de energía firme lo establecería la UPME. La demanda de energía firme de las unidades de generación con factores de capacidad promedio anual de menos del 20% sería determinado por la demanda de reserva estratégica, que depende de la incertidumbre en la demanda del sistema y la posibilidad de la pérdida de las obligaciones de energía firme de unidades de generación de gran tamaño. La demanda de energía firme de las unidades de generación existentes, sin obligación previa de energía firme, sería igual a la demanda total de energía firme menos la demanda de energía firme de las unidades de generación nueva y las unidades de generación estratégica. La subasta de todas estas obligaciones de energía firme se llevaría a cabo tres años antes del comienzo del período de obligación a través de subastas de sobre cerrado. Estas subastas deben permitir la venta de obligaciones de energía firme que solo se entregan en la temporada de lluvias y obligaciones de energía firmes que solo se entregan durante la estación seca cada año. Los períodos anuales se subastarían para las plantas existentes, mientras que se deberían definir períodos de confiabilidad más largos para las plantas nuevas.

Un posible precio de ejercicio sería el primer nivel del costo de racionamiento, tal como lo define UPME. El pago del comprador de estas obligaciones en el mercado de corto plazo continuaría siendo el precio de ejercicio multiplicado por la cantidad de capacidad firme vendida por la unidad de generación. Cada unidad de generación solo podría vender en el mercado de corto plazo nuevas obligaciones de energía firme iguales a la energía firme total de la unidad menos la cantidad de obligaciones de energía firme asignadas a la la unidad.

Deben fortalecerse los mecanismos para garantizar que los propietarios de unidades de generación que venden obligaciones de energía firme hagan que la energía firme de sus unidades de generación esté disponible durante las condiciones críticas del sistema. Las garantías financieras para entregar energía firme deben estar marcadas por las condiciones cambiantes del mercado para garantizar que los proveedores de energía firme siempre encuentren interés en cumplir con sus obligaciones contractuales.

### **Período de transición al mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo**

Bajo cualquiera de los esquemas de suficiencia de recursos a largo plazo habrá un período de transición. La primera etapa cubre el período 2019-2023, donde las obligaciones de energía firme

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

ya se han asignado para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG. Dada la incertidumbre de Hidroituango, puede ser necesario realizar subastas de nuevas obligaciones de energía firme para cubrir el período 2024-2025.

La segunda etapa de la transición, que abarca el período 2023-2026, presentaría la oportunidad de que el nuevo mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo comience a funcionar. El mecanismo de pago de confiabilidad existente se usaría para reemplazar las obligaciones de energía firme existentes que vencen entre 2023 y 2026. A fines de 2023, podrían ejecutarse las primeras subastas para el nuevo cargo por confiabilidad o las primeras subastas para los nuevos contratos a plazo estandarizados de energía. Estos contratos comenzarían a entregarse en 2026 para permitir que los nuevos participantes compitan para proporcionar estos productos.

La tercera etapa continuaría reemplazando todos los contratos de cargos de confiabilidad existentes que vencen después de 2026 con nuevos productos de suficiencia de recursos a largo plazo, ya sea los nuevos contratos de cargo por confiabilidad o los contratos estandarizados para energía. La tercera etapa estaría completa cuando todos los contratos de energía firme existentes bajo el cargo por confiabilidad hayan sido reemplazados.

**Recuadro 3: Un mecanismo simplificado de suficiencia de recursos a largo plazo de contrato de energía estandarizado**

En lugar de imponer el requisito de comprar los contratos a plazo fijos trimestrales estandarizados de energía para comercializadores y consumidores gratuitos, la CREG podría comprar estos contratos a través de las subastas y asignar estas obligaciones en función de la parte de la demanda del sistema que cada comercializador y consumidor libre retira durante el trimestre. Esto haría que el cumplimiento del mecanismo sea sencillo. CREG simplemente compraría la cantidad del contrato trimestral estandarizado igual a la demanda estimada del sistema para el trimestre. Luego, a cada comercializador o consumidor libre se le asignaría una obligación trimestral estandarizada de contrato a plazo de precio fijo igual a su parte de la demanda en ese trimestre. Esto eliminaría la necesidad de monitorear el cumplimiento del mandato de contratación por parte de cada comercializador o consumidor libre. La CREG adquiere la obligación agregada y las acciones de estas obligaciones se asignan a cada comercializador y consumidor gratuito en función de sus retiros totales de energía durante el trimestre.

Tomemos el ejemplo de un mercado con dos comercializadores, uno de los cuales tiene una demanda trimestral de 20,000 MWh y el otro con una demanda trimestral de 30,000 MWh, lo que genera una demanda trimestral del sistema de 50,000 MWh. En este caso, la CREG compraría 50,000 MWh del producto trimestral y las obligaciones por hora del primer comercializador serían  $w_h \times 20,000$  MWh y las obligaciones por hora del segundo comercializador serían  $w_h \times 30,000$  MWh. La compensación por hora de estos contratos se basaría en la diferencia entre el precio a corto plazo por hora menos el precio de compensación en el mercado de la subasta por el producto trimestral multiplicado por la obligación del contrato a plazo trimestral por hora.

Hacer que la CREG compre estos contratos estandarizados trimestrales y los asigne a cada comercializador y consumidor libre también facilitaría el ajuste intermedio en las cantidades de estos productos comprados a medida que cambian las condiciones de la demanda. Si la demanda crece inesperadamente, la CREG podría comprar MWh adicionales de estos contratos para garantizar que se cumpla con el requisito de porcentaje para cubrir la demanda del sistema en el horizonte de entrega especificado.

Este enfoque simplificado haría más sencillo para CREG la gestión de la transición del mecanismo de cargo por confiabilidad existente al nuevo enfoque estandarizado de contratación de energía para la suficiencia de recursos a largo plazo. La CREG podría simplemente identificar la necesidad agregada de energía trimestral y realizar esta compra y asignar estas obligaciones a los comercializadores y grandes consumidores en función de la cantidad de obligaciones energéticas firmes que han expirado para cada comercializador y consumidor libre.

Finalmente, este enfoque también facilitaría la formación de una cámara de compensación para gestionar el riesgo de contraparte porque la CREG y XM conocerían la cantidad de obligaciones y el precio de mercado para todos los contratos trimestrales pendientes para todos los participantes del mercado. Esto proporcionaría una mayor visibilidad del riesgo de que cada parte no cumpla con sus obligaciones contractuales de suministrar o pagar esta obligación energética implícita en estos contratos trimestrales.

## D. Mejoras a transmisión, planeamiento y expansión

Cadena y Muñoz-Álvarez (2019) destacaron que las reformas a la gestión de la congestión y los precios de la energía deben estar vinculados a la planificación y expansión de la transmisión. También discutieron temas como las reducciones en las cargas administrativas y los retrasos para los proyectos de interconexión y transmisión de generación, y la competencia por los proyectos de transmisión. El equipo de Foco 1 ha proporcionado algo de revisión de posibles reformas, y también experiencias en otros países. La mayoría de estos temas pueden recibir un examen más detallado; por ejemplo, el tema de cómo ha evolucionado la competencia por proyectos de transmisión con tasas de desempeño reguladas en los Estados Unidos durante la última década es complicado, con varias variantes de procedimientos de planificación y mecanismos de competencia que requieren un análisis detallado.<sup>14</sup> Otro tema que actualmente está a la vanguardia en muchas regiones es el desarrollo de una evaluación viable de “alternativas sin cables” a los proyectos convencionales, que se analiza brevemente a continuación y en el Apéndice 3. Esta sección proporciona las observaciones generales del equipo (para observaciones adicionales, ver también PHC, 2018).

### Hallazgos clave

- La introducción de la fijación de precios de energía nodales (y la fijación de precios sombra) y la mejora de los mercados de servicios auxiliares en los mercados a corto plazo va a su vez a mejorar la información disponible para el análisis de costo-beneficio de las decisiones de expansión de transmisión, y en particular para la evaluación de alternativas a la transmisión.
- El proceso de interconexión de recursos requiere revisiones para reducir las barreras de entrada causadas por posiciones especulativas en la cola de las solicitudes de conexión, impedimentos por parte de algunos operadores de red y restricciones regulatorias para compartir la misma interconexión. Esto se discute con profundidad más adelante.

---

<sup>14</sup> Por ejemplo, los ISO y RTO de EE. UU. han adoptado dos enfoques básicos para los procesos de desarrollo de transmisión competitiva, aunque hay características que se definen mejor como “híbridos” en algunos casos. El primer enfoque se denomina genéricamente el modelo de “licitación competitiva”: el ISO o la empresa de servicios públicos identifica proyectos de transmisión competitivos elegibles a través de sus procesos de planificación de transmisión, y las entidades compiten para construir los proyectos. Sin embargo, en algunos procesos, los participantes del mercado también tienen la oportunidad de presentar propuestas de proyectos antes del plan final de transmisión del ISO, lo que puede dar lugar a proyectos seleccionados. El segundo enfoque se denomina genéricamente “modelo de patrocinio”: el ISO o la empresa de servicios identifica las necesidades de transmisión y permite a las entidades elegibles proponer proyectos de transmisión competitivos a través de sus procesos de planificación de la transmisión. Las propuestas ganadoras tienen derecho a construir los proyectos. Una revisión detallada de cómo han evolucionado estos métodos y los atributos y experiencias con cada enfoque está más allá del alcance de este informe.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Además de los costos, la evaluación del proyecto de transmisión necesita una consideración más detallada de los factores identificados en las regulaciones existentes, así como nuevas consideraciones como la contribución a la resiliencia.
- Se requiere un marco más flexible para proponer tipos de proyectos de expansión para el STN, incluidas las alternativas de transmisión, para mejorar la rentabilidad y la eficiencia del mercado energético.
- La planificación de la interconexión de recursos y la transmisión debe permitir una mayor participación de terceros y propietarios de generadores.
- Con la aclaración de las reglas, el uso múltiple de proyectos de almacenamiento de energía puede jugar un papel más importante en la planificación de la transmisión y distribución. El valor económico de tales proyectos, que se encuentran en una etapa temprana en muchos países, dependerá de las reformas de diseño de mercado discutidas anteriormente.

### **Recomendaciones**

#### Definición del Sistema Nacional de Transmisión (STN)

Ampliar la definición del Sistema de Transmisión Nacional (STN) incluyendo el STR. La integración de opciones como la generación solar fotovoltaica, las centrales hidroeléctricas pequeñas y medianas, el almacenamiento de energía y la bidireccionalidad de la red debido a los “prosumidores”, hace que el Sistema de Transmisión Regional (STR) sea un factor clave para garantizar la competencia, la participación de nuevos entrantes y la inteligencia de las redes, cambiando entonces su función porque ya no será para unos pocos usuarios sino para todo el mercado. Esto significa que si esta clasificación de regional y nacional no se modifica, dicha clasificación seguirá siendo una barrera de entrada considerable.

#### Proceso de interconexión de recursos

Si bien el equipo de Foco 1 no examinó colectivamente las mejoras en el proceso de interconexión de recursos, sí estamos de acuerdo en que tales mejoras son necesarias y que hay lecciones aprendidas de otras regiones para facilitar la flexibilidad y la oportunidad de estos procesos. En particular, varias regiones de EE. UU. han tenido que adaptar los procedimientos en los últimos años al rápido crecimiento de los proyectos renovables, muchos de los cuales son pequeños y se encuentran en áreas remotas. Las recomendaciones resumidas aquí se presentan como un punto de partida para futuras reformas.

- Permitir que algunos proyectos de generación compartan la misma conexión, logrando una mayor eficiencia económica y menos impacto social y ambiental.
- Crear una ventana única administrada por la UPME para otorgar libre acceso a la red a proyectos de generación de más de 5 MW para que las partes interesadas presenten sus solicitudes de conexión.
- Una vez que se presenta la solicitud, la UPME debe publicar, dentro de un plazo que no exceda los 10 días hábiles, los Términos de Referencia (TDR) para el estudio de conexión,

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

con la base de datos y la información necesaria para que el estudio cumpla con el TDR para otorgar el libre acceso a la red.

- La parte interesada debe presentar los estudios de conexión en un período que no exceda los 6 meses, después de los cuales la información expiraría y tendría que reiniciar el proceso.
- La UPME debe dar su concepto en el momento oportuno (algunos miembros del equipo recomiendan en no más de cuatro meses). Si determina que el solicitante debe proporcionar garantías, el plazo máximo para proporcionar tales garantías es un mes después de informar al solicitante. Si no se presentan las garantías, se rechazará la solicitud de conexión. La UPME puede solicitar su concepto al Operador de Red (OR) o al transportador, sin que este concepto sea vinculante o implique una extensión del plazo de cuatro meses. Cualquier aclaración solicitada no implicará la extensión de los términos.
- La prioridad de la conexión se otorgará de acuerdo con la fecha de envío del estudio de conexión y la fecha de puesta en servicio de la conexión no tendrá una holgura de más de un año.
- La validez del concepto de conexión no tendrá más de doce meses, tiempo en el que deberá informar a la UPME sobre la firma de la conexión y el registro de la misma.
- La UPME mantendrá actualizada y de forma pública en su sitio web la información sobre conexiones aprobadas, rechazadas y caducadas.

### Criterios de evaluación de la planificación de la transmisión

La UPME debe evaluar el conjunto completo de criterios para los proyectos de expansión de transmisión, incluido el menor costo, la resiliencia y la recuperación.

### Tipos adicionales de proyectos de expansión de transmisión

Se deben considerar nuevos tipos de proyectos de expansión de transmisión además de las categorías de proyectos actuales. Algunos tipos generales de nuevos proyectos incluyen los siguientes:

**Extensiones de la capacidad de transmisión**, que podrían realizarse mediante *repowering*, la utilización de sistemas de almacenamiento de energía, la digitalización, FACTS u otras medidas.

- Los solicitará cualquier agente transportista o un tercero y su aprobación será realizada automáticamente por la CREG previa aprobación técnica de la UPME y si el precio por MW ofrecido es inferior a un valor de referencia regulado por la CREG.
- La retribución será liquidada y recogida por el LAC (Liquidación y Administración de Cuentas, una entidad pública) en pagos mensuales iguales durante diez años calculados con el WACC aprobado para el negocio del transporte, una vez que la expansión se pone en operación comercial.
- La operación y el mantenimiento de estas extensiones deben ser realizados por un transportista como propietario de la extensión o en nombre de un tercero.

**Proyectos a riesgo.** Este tipo de proyectos será solicitado por cualquier agente transportador o tercero y su remuneración se acordará libremente entre el transportador y los beneficiarios que acordaron con el transportador para desarrollar el proyecto.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Una vez en funcionamiento, el proyecto debe garantizar que cumple con el código de redes y todas las reglas aplicables. Asimismo, es una obligación permitir el libre acceso a este tipo de activos. No serán parte de los activos regulados de ningún transportador y, por lo tanto, su remuneración no estará a cargo de la demanda.

**Conexiones profundas.** Cualquier conexión o carga de generación que requiera un refuerzo a la red y que no esté aprobada por la UPME, ya que no beneficia la demanda en su totalidad, puede ser ejecutada por el generador o la demanda, a su costa, a través de un transportador.

- Una vez en funcionamiento, el proyecto debe garantizar que cumple con el código de redes y todas las reglas que se aplican.
- Asimismo, es una obligación permitir el libre acceso a este tipo de activos. No serán parte de los activos regulados de ningún transportador y, por lo tanto, su remuneración no estará a cargo de la demanda.

### Proyectos de almacenamiento de energía de uso múltiple (T&D y servicios de mercado)

Un tema reciente para los planificadores de transmisión y el diseño del mercado mayorista es el uso de almacenamiento de energía (y también recursos de energía distribuida) para diferir las actualizaciones convencionales de transmisión y distribución (T&D) y, en algunos casos, evitarlas por completo. Estos proyectos generalmente se clasifican según si: (1) se implementan solo para fines de aplazamiento de T&D (con operaciones restringidas para esos usos), o (2) también proporcionarán otros servicios de mercado y confiabilidad, que se pueden llamar “usos múltiples” (FERC, 2017). El equipo de Foco 1 vio su papel principalmente en el tema 2. Un hallazgo general en los estudios de investigación es que los proyectos de uso múltiple tienen más probabilidades de ser rentables, pero también pueden combinar ingresos regulados y basados en el mercado y, por lo tanto, tener estructuras contractuales más complicadas y a una escala suficiente pueden afectar los precios del mercado de energía. Esta sección proporciona algunas recomendaciones generales, seguidas por un cuadro resumen. Se presenta una discusión más extensa en el Apéndice 3.

La experiencia en otras regiones destaca que todas las entidades reguladoras, de diseño de mercado y de planificación deben participar en el desarrollo de las reglas para los proyectos de T&D que incorporan el almacenamiento de energía en múltiples usos. La CREG y XM deben avanzar en el desarrollo de reglas para proyectos de almacenamiento de energía de uso múltiple en la planificación de la transmisión y distribución. Estas reglas deben incluir:

- Reglas para una autorización de almacenamiento como activos de transmisión para recibir ingresos por costo de servicio y/o ingresos basados en el mercado, en particular para evitar el “doble conteo” cuando se proporcionan múltiples usos. Esto incluye el almacenamiento como un activo de transmisión solamente y el almacenamiento que proporcionará servicios de transmisión y de mercado.
- Se requieren reglas para establecer la priorización de los servicios proporcionados por el almacenamiento de uso múltiple como activos de transmisión; en general, los servicios prestados como un activo de transmisión tendrán prioridad sobre los

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

servicios de mercado, y los servicios de mercado que aportan confiabilidad tendrán prioridad sobre aquellos que no son necesarios para la confiabilidad.

○ Estructuras contractuales permitidas para el almacenamiento de múltiples usos deben ser identificadas con suficiente tiempo para el desarrollo del proyecto.

El Anexo 3 proporciona una perspectiva adicional.

### **Recuadro 4 - Almacenamiento de energía como activo de transmisión y participante en el mercado mayorista**

El almacenamiento de energía tiene un potencial sustancial para proporcionar alternativas a las actualizaciones convencionales de transmisión y distribución al alterar las cargas en los elementos de red congestionados, así como también para proporcionar potencialmente al mercado mayorista y otros servicios la capacidad en el dispositivo que de otro modo no se utilizaría. Para aprovechar al máximo este potencial, se requiere el desarrollo de políticas y reglas de diseño de mercado, que están tomando diferentes formas en diferentes regiones.

En los Estados Unidos, FERC (2017) emitió una declaración de política que proporcionó libertad sustancial a sus ISO jurisdiccionales (que excluye a ERCOT) para comenzar a desarrollar reglas para lo que llamó almacenamiento que proporciona “servicios múltiples”. Es de destacar que FERC permitirá que dichos proyectos combinen las tarifas de costo de servicio ISO para los servicios de transmisión prestados, y los ingresos del mercado mayorista para otros usos, siempre que no haya un “doble conteo” de los ingresos del proyecto resultante. Podría haber muchos métodos contractuales potenciales para asegurar tal resultado. FERC señala que incluso si se operan como activos de transmisión, estos proyectos tendrán un impacto en los precios del mercado de energía, pero deja que cada ISO determine cómo afectará este impacto el desarrollo del proyecto. Tanto la ISO de California (CAISO) como la Mid-Continent ISO (MISO) han comenzado procesos de partes interesadas para desarrollar tales reglas (hasta la fecha, CAISO ha aprobado dos proyectos de almacenamiento dentro de su plan de transmisión).

En contraste, la Comisión de Servicios Públicos de Texas (PUCT) ha adoptado una visión menos solidaria de tales proyectos. Primero, el PUCT ha rechazado hasta la fecha las propuestas de almacenamiento de energía ubicadas en las redes de transmisión o distribución para proporcionar múltiples servicios. En segundo lugar, el PUCT ha expresado su preocupación dado que incluso el almacenamiento de energía que proporciona servicios de transmisión o distribución solo socavaría la formación de los precios de la energía y, por lo tanto, ha puesto limitaciones a la capacidad (MW) de tales proyectos que las empresas de servicios públicos pueden desarrollar.

El Anexo 3 expone una revisión más detallada de estas reglas tal como existen actualmente.

El informe final del Foco 1 incluirá una revisión más detallada de estas reglas, tal como existen actualmente.



## **E. Participación de clientes comercializadores, planificación de redes de distribución, ubicación y operaciones**

Estos temas se superponen con el trabajo de Foco 3 y Foco 5, y por lo tanto nos centramos más en sus aspectos de mercado. Esta sección proporciona algunas observaciones preliminares y recomendaciones a las que seguirá una revisión más detallada, incluidas las experiencias internacionales, en el informe final.

A medida que los costos instalados de los recursos de energía distribuida disminuyen, y los nuevos métodos para la participación de clientes (por ejemplo, como “prosumidores”) se vuelven factibles, aumentan las oportunidades de participación de terceros y comercializadores en las operaciones del sistema de energía y la participación directa o indirecta en los mercados mayoristas. Colombia también puede recurrir al creciente catálogo de políticas y proyectos en otros países (y en algunos casos, en estados particulares de esos países) para desarrollar sus propios caminos hacia la inversión eficiente y la expansión de la participación en el mercado.

### **Recomendaciones preliminares**

#### Recomendaciones generales

- La valoración de los recursos energéticos distribuidos utilizando la energía localizada y los beneficios de confiabilidad, así como las contribuciones de resiliencia, deben desarrollarse como base para el desarrollo de políticas, la planificación de recursos y la participación del cliente.
- Incluso a bajos niveles de penetración, es conveniente comenzar a pronosticar el crecimiento potencial de DER en los circuitos de distribución individuales (es decir, análisis de capacidad de almacenamiento) y su impacto en los mercados mayoristas, la confiabilidad y la planificación de la transmisión de alto voltaje.
- El desarrollo de “alternativas sin cables” a la expansión de transmisión y distribución debe considerar los beneficios del mercado energético y la confiabilidad, así como las opciones contractuales para la participación en el mercado mayorista (como se discute en la Sección D y en el Anexo 3).

#### Participación de clientes comercializadores y plataformas comerciales

- Reducir el umbral para UNR de 100 kW a 50 kW a partir de 2020 y eliminar el umbral para 2025.
- Habilitar, a partir de 2020, la agregación por parte de los comercializadores de usuarios regulados.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

- Regular, a más tardar en 2020, el esquema de tarifas binomias de energía y potencia y energía a nivel horario y, una vez que entren en vigor los despachos vinculantes y los mercados intradiarios, publicar en tiempo real los precios de mercado a corto plazo.
- Habilitar, a partir de 2020, que las UNR puedan tener más de un proveedor para cada frontera comercial, lo que permite contratar con tantos comercializadores como quieran y definir la prioridad de envío de cada proveedor.
- Permitir, a partir de 2023, que la demanda individual o agregada superior a 1 MW participe activamente en el mercado a corto plazo, en los mercados de confiabilidad y en los contratos a largo plazo directamente o mediante un comercializador. Para esta fecha habrá suficiente experiencia con la modernización del mercado a corto plazo que la CREG está actualmente diseñando.
- Regular, antes de 2022, las plataformas comerciales entre consumidores.
- Regular el papel de los Operadores del Sistema de Distribución (*Distribution System Operators, DSO*) de tal manera que se garantice la transparencia en la información y no genere barreras para las transacciones de comercializadores.

### Hoja de ruta

- Esta hoja de ruta contiene elementos seleccionados de reformas a la planificación de distribución y mecanismos de mercado.

**Tabla 4. Hoja de ruta para reformas a la planificación de distribución y a mecanismos de mercado**

<b>Recomendaciones</b>	<b>2020-2021</b>	<b>2022-2023</b>	<b>2024-2030</b>
Bajar el umbral para UNR	De 100 kW a 50 kW		De 50 kW a 0
Agregación de demanda	Agregación por parte de comercializadores de usuarios regulados. Crear nuevo agente. Los UNR pueden tener más de un proveedor para cada frontera comercial, lo que permite contratar a tantos comercializadores como se quiera.		
Aranceles	Esquema binomial de tarifas de capacidad y energía a nivel de horas.		
Participación activa de la demanda.		Regular las plataformas comerciales entre los consumidores. Participar en el mercado a corto plazo.	

## **F. Interconexiones internacionales**

Las interconexiones internacionales son una opción muy atractiva para aumentar el tamaño del mercado, facilitar la creación de un Centro de Energía para exportar energía renovable, aumentar la competencia y contribuir a la confiabilidad. Además, estas interconexiones proporcionan una mayor flexibilidad operativa, necesaria para abordar la integración de FNCER a gran escala y pequeña escala, y promover la generación distribuida. Se exponen aquí algunas recomendaciones generales, que pueden desarrollarse más.

### **Recomendaciones**

- Definir como política energética la creación de un Centro de Energía para el comercio de energía.
- Desarrollar esquemas de armonización regulatoria.
- Crear la figura de Agente Internacional que pueda negociar libremente en los diferentes mercados de Colombia con energía producida en Colombia y/o en países donde existe integración.
- Desarrollar un mercado de contratos que sea líquido y garantice la formación de carteras de bajo riesgo para las partes.
- Permitir el libre acceso a las interconexiones.
- Incluir en los trabajos de expansión de la red aquellas interconexiones con gran beneficio social y que se acuerden con los mercados vecinos nacionales o regionales de tal manera que su costo se asigne a la demanda.

Permitir desarrollar interconexiones en riesgo.

## **G. Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) y funciones**

Los miembros del equipo de Foco 1 concuerdan en que se debe establecer una Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) independiente, con un amplio alcance sobre el mercado y las funciones de planificación que revisamos en este informe. En los Estados Unidos, la evolución de las UMM independientes tiene una larga historia con algunas órdenes regulatorias relevantes que se pueden examinar con más detalle. Sin embargo, nuestras recomendaciones aquí se centran solo en algunas características clave.

Los objetivos principales de la UMM serían:

- **Identificación de problemas de diseño y fallas en la operación:** La UMM también debe supervisar el trabajo del operador y administrador del mercado y el futuro de la DSO, centrándose en la eficiencia del mercado y los resultados.
- **Monitoreo del desempeño del mercado.** La UMM debe identificar las tendencias que conducen a acciones correctivas antes de que fracasos del mercado significativos ocurran. Las pruebas deben realizarse de forma permanente. Algunos miembros del equipo del Foco 1 han recomendado una revisión trimestral bajo la cual se deben evaluar los siguientes agentes del mercado:
  - Aquellos cuya participación trimestral en el mercado a corto plazo supera el 25% del despacho de energía.
  - Aquellos cuya participación trimestral en el mercado de contratos excede el 25% del total de transacciones trimestrales.
  - Aquellos que establecen el precio en el mercado a corto plazo durante varios períodos de tiempo superiores al 25% del total de períodos trimestrales.

Se podrían desarrollar otros métodos a partir de las experiencias de las UMM existentes.

- **Mitigación del poder de mercado.** La UMM puede concluir que cierto comportamiento ha violado las reglas del mercado o es un comportamiento anticompetitivo. El caso, entonces, puede transferirse a la SIC o al SSPD, según corresponda.
- **Monitores de mercado interno y externo.** Otra decisión respecto del desarrollo de las Unidades de Monitoreo del Mercado es si tener una unidad interna o una unidad externa, o ambas (ver la tabla a continuación). Si bien las reglas pueden diferir entre regiones, generalmente ambos tipos de unidades están destinadas a ser independientes: las unidades internas informan a la gerencia de ISO y posiblemente también a la Junta, y las unidades externas solo informan a la Junta o a los reguladores. Como se muestra en la Tabla 5, muchos mercados de América del Norte tienen ambos tipos de unidad, que no están obligadas a alcanzar un consenso sobre sus evaluaciones.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

**Tabla 5. UMM internas y externas en ISO / RTO de América del Norte**

	PJM	ISO-NE	NYISO	MISO	SPP	ERCOT	CAISO	AESO	IESO	CENACE
Monitor del mercado interno (IMM)		✓	✓		✓		✓		✓	
Monitor de mercado externo (EMM)	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓

### Recomendaciones preliminares

- Se debe establecer una Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) independiente para evaluar los problemas y el desempeño del mercado.
- El primer paso debe ser una UMM externa; puede seguir la consideración de una UMM interna.
- Para preservar la independencia, la UMM externa debe ser financiada por los participantes del mercado y no por el operador del sistema.

### Hoja de ruta

La UMM debe establecerse antes de cualquier transición de diseño de mercado importante, para que pueda supervisar esas transiciones.

## Referencias seleccionadas

- Cadena, A. I., y Muñoz-Álvarez, D. (2019). *Report 2 of the Consultancy to define the scope of the Mission of energy transformation and modernization of the electric industry: road map for the energy of the future*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía - IBD.
- Federal Energy Regulatory Commission – FERC. (2014a). Staff Analysis of Uplift in ISO and RTO Markets. Recuperado de <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/08-13-14-uplift.pdf>.
- . (2014b). Operator-initiated commitments in RTO and ISO Markets. Recuperado de <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2014/AD14-14-operator-actions.pdf>
- . (2017). Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery. Recuperado de <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2017/011917/E-2.pdf>
- . (2018). Order No. 841, Feb. 2018. Recuperado de: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>
- McRae, S. D., y Wolak, F. A. (2016). Diagnosing the Causes of the Recent El Nino Event and Recommendations for Reform. Recuperado de [http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino\\_mcray\\_wolak.pdf](http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcray_wolak.pdf)
- . (2019a). Market Power and Incentive-Based Capacity Payment Mechanisms. Recuperado de <http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/2019-03-mcray-wolak-capacity.pdf>
- . (2019b). Retail Pricing in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Electric Vehicles. Recuperado de <http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/2019-03-mcray-wolak-colombia.pdf>
- PHC. (2018). *Estudio de restricciones eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá: PHC.
- Wolak, Frank A. (2009) “Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry”. Recuperado de [http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/sspd\\_report\\_wolak\\_july\\_30.pdf](http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/sspd_report_wolak_july_30.pdf)
- . (2011a). “Do Residential Customers Respond to Hourly Prices? Evidence from a Dynamic Pricing Experiment”, *American Economic Review*, May, 83-87.
- . (2011b). “Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets”, *American Economic Review*, May, 247-252.
- . (2013). “Economic and Political Constraints on the Demand-Side of Electricity Industry Re-structuring Processes”, *Review of Economics and Institutions*, 4(1), Winter, Article 1.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- (2014). “Regulating competition in wholesale electricity supply”. En *Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?* (pp. 195-289). University of Chicago Press.
- (2015a). “Measuring the competitiveness benefits of a transmission investment policy: The case of the Alberta electricity market”, *Energy Policy*, 85, 426-444.
- (2015b). “Do Customers Respond to Real-Time Usage Feedback? Evidence from Singapore”. Recuperado de [http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/Singapore%20residential\\_nov\\_2015.pdf](http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/Singapore%20residential_nov_2015.pdf)
- (2019a). “The benefits of purely financial participants for wholesale and retail market performance: lessons for long-term resource adequacy mechanism design”. *Oxford Review of Economic Policy*, 35(2), 260-290.
- (2019b). “Transmission Planning and Operation in the Wholesale Market Regime”. Recuperado de: [http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/transmission\\_wolak\\_july\\_27.pdf](http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/transmission_wolak_july_27.pdf)
- (2019c). “Transformation and Modernization of the Wholesale Electricity Market in Colombia”. Recuperado de: [http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak\\_August\\_iadb\\_v1.pdf](http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak_August_iadb_v1.pdf)

## Anexo 1: Estudios de caso de los EE. UU. sobre los beneficios económicos de la transición del precio zonal al nodal

En los Estados Unidos, todos los ISO ahora han implementado precios marginales nodales (*locational marginal pricing*, LMP) de energía (o precios nodales) junto con varios otros elementos comunes del diseño del mercado: tanto mercados del día anterior como en tiempo real, selección de unidades con restricciones de seguridad (*security-constrained unit commitment*, SCUC) con ofertas en tres partes, y cooptimización de energía y reservas. (En la Sección 1 de este documento, describimos este diseño como el “estado final” al que Colombia debería apuntar en los próximos años). De estos ISO, PJM,<sup>15</sup> NYISO, MISO y SPP comenzaron las operaciones de mercado con precios nodales. Sin embargo, ISO-Nueva Inglaterra, California ISO y ERCOT operaron durante varios años con variantes en precios de energía de zona única o zona múltiple antes de hacer la transición a LMP y estos otros elementos de diseño.<sup>16</sup> En cada una de estas regiones de EE. UU., los ISO y los participantes del mercado debían estar convencidos de la conveniencia de estas reformas de diseño de mercado; cada uno presenta diferentes perspectivas sobre cómo se llevó a cabo la transición y cómo se midieron los beneficios resultantes. Los estudios de caso de estas transiciones tienen, por lo tanto, relevancia para la evaluación de Colombia de un rediseño de mercado similar.

Esta breve reseña resume algunos temas principales y los resultados publicados en cada una de estas ISO, así como referencias que podrían usarse para un examen más detallado. La atención se centra en el impacto inmediato de la transición, ya que la mayoría de los supervisores del mercado de ISO realizaron evaluaciones provisionales en los meses posteriores y en las evaluaciones anuales del año de la transición. Sin embargo, tales comparaciones con el desempeño de los diseños del mercado zonal anteriores no continuaron en los años siguientes. Además, en todos los casos, quedaban muchos otros problemas operativos y de diseño del mercado que no se abordaron en los cambios iniciales del diseño del mercado, pero que no fueron causados por esas modificaciones. Esta reseña menciona, pero no rastrea todas las mejoras posteriores destinadas a mejorar aún más el desempeño del mercado. En algunos casos, hubo problemas de diseño del mercado que surgieron específicamente debido a la transición,<sup>17</sup> pero que se resolvieron posteriormente.

---

<sup>15</sup> Si bien PJM funcionó utilizando un sistema zonal durante algunos meses en 1998, esto se suspendió rápidamente y no ofrece un estudio de caso útil.

<sup>16</sup> Además, en Norteamérica, el Operador del Sistema de Energía Independiente (*Independent Energy System Operator*, IESO) de Ontario (Canadá) ha operado con un mercado de energía de precio de sistema único desde 2002, pero ahora está haciendo la transición a un mercado LMP. Como ese mercado aún no ha comenzado, no hay evidencia empírica de los beneficios, pero los beneficios simulados se pueden revisar en el sitio web de IESO.

<sup>17</sup> Por ejemplo, hubo un aumento de la volatilidad de los precios en tiempo real en CAISO en los meses posteriores a la implementación, que luego se abordó.



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Como se observó en los comentarios finales, el hallazgo general es que cada ISO observó y, en algunos casos, midió las mejoras en la gestión de la congestión y el precio de la energía, así como en otros aspectos del rediseño del mercado, como la adquisición más eficiente de servicios auxiliares. En algunos casos, los investigadores también estimaron los beneficios económicos de estas transiciones (por ejemplo, Wolak, 2011).

### **ISO-Nueva Inglaterra (*ISO-New England, ISO-NE*)**

ISO-Nueva Inglaterra fue el primer ISO de EE. UU. en emprender la transición de la fijación de precios zonales a nodales. Desde abril de 1999 hasta febrero de 2003, ISO-Nueva Inglaterra operó sus mercados de energía de manera muy similar al actual mercado colombiano. Para cada hora del día, el ISO calculó un precio de energía en un único sistema en tiempo real por hora empleando un método de dos pasos: el primer paso despejó el mercado sin restricciones de transmisión, y calculó el precio del sistema sin restricciones, lo que se convertiría en la compensación del mercado precio; el segundo paso despejó el mercado con restricciones de transmisión y determinó la redistribución de las unidades con respecto a sus horarios en el primer paso. Las unidades que fueron despachadas fueron compensadas por cualquier costo de oferta de mercado por encima de sus ofertas mitigadas (usando una fórmula basada en la frecuencia de redespacho); las unidades despachadas no fueron compensadas por el segmento no programado. Los pagos fuera del mercado para las unidades despachadas se compensaron mediante unacosto adicional.<sup>18</sup>

El 1 de marzo de 2003, ISO-Nueva Inglaterra implementó un conjunto de reformas de diseño de mercado que en ese momento llamó el Diseño de Mercado Estándar (*Standard Market Design, SMD*), y que incluía LMP tanto en un mercado del día anterior como en tiempo real y en un mercado real un mercado de regulación de tiempo real (la ISO también operaba un mercado de Reserva a Plazo para reservas operativas, con obligaciones de estar disponibles para reservas en el mercado en tiempo real). Además, el método de mitigación de poder del mercado local se cambió a un método de mitigación de ofertas automatizado, y las ofertas mitigadas ahora podrían establecer el LMP. Los LMP se calcularon en nodos y en un centro de negociación (*trading hub*) y ocho zonas de carga.

La evaluación general de este rediseño del mercado por parte de los supervisores del mercado interno y externo fue positiva. En el informe de monitoreo del mercado interno de ISO (ISO-NE, 2004), la conclusión general fue que “La transición suave de ISO a SMD fue la culminación de un esfuerzo significativo para mejorar los mercados mayoristas en Nueva Inglaterra. Los mercados SMD mejoran sustancialmente la eficiencia de la gestión de la congestión y los precios de energía eléctrica asociados en Nueva Inglaterra (ISO-NE, 2004. p. 6).<sup>i</sup> El monitor del mercado externo estuvo de acuerdo con la evaluación general, observando que “estos mercados mejoran sustancialmente la eficiencia de la gestión de la congestión y los precios de energía asociados en Nueva Inglaterra” (Potomac Economics, 2004, p. 3).

---

<sup>18</sup> Tanto el Operador del Sistema de Energía Independiente (IESO) de Ontario, Canadá, como el mercado colombiano utilizan actualmente métodos similares.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Con respecto al manejo de la congestión, la implementación de LMP hizo que los patrones de congestión fueran más transparentes, aunque el período inicial de la transición no experimentó una congestión alta debido a varios factores que se analizan a continuación. En contraste con el precio de la zona única, los precios nodales en la región ahora reflejan si el componente de congestión fue negativo o positivo, consistente con la dirección del flujo de energía y la ubicación de las restricciones vinculantes (ISO-NE, 2004, pp. 18-20). Lo más significativo fue que la anticipación de la implementación de LMP resultó en importantes actualizaciones de infraestructura en el área metropolitana de Boston (zona Boston/NEMA), que anteriormente era un área altamente restringida. Estas actualizaciones junto con otras acciones operativas resultaron en lo siguiente:

La zona NEMA experimentó niveles muy bajos de congestión, contrario a la experiencia histórica. Estos bajos niveles de congestión se pueden atribuir a las recientes mejoras de transmisión en el área, la instalación de una cantidad considerable de nueva generación en la zona NEMA y el compromiso adicional y el despacho por mérito que ocurre en la zona NEMA para abordar requisitos de fiabilidad de contingencia. (Potomac Economics, 2004, p. 26)

De los tres estudios de caso, ISO-Nueva Inglaterra fue el único que experimentó condiciones más extremas del sistema poco después del rediseño del mercado. Una preocupación general que precedió a los cambios de diseño fue si las operaciones y las reformas de precios facilitarían las operaciones del sistema durante los períodos de escasez. La revisión del monitor externo del mercado (Potomac Economics, 2004, p. 31) concluyó que:

La implementación general de los mercados SMD en Nueva Inglaterra ha sido muy fluida, con poca evidencia de cualquier tipo de interrupciones durante la transición a los mercados. Esto es particularmente impresionante dadas las condiciones del mercado cuando los mercados SMD comenzaron a funcionar. Estas condiciones incluyeron mercados ajustados de gas natural y patrones climáticos inusuales que llevaron a una demanda de electricidad inusualmente alta.

Los precios nodales demostraron una estrecha correlación con los precios del gas natural en la región de Nueva Inglaterra, que fue "consistente con un mercado con buen desempeño dado que: a) los costos del combustible constituyen la gran mayoría de los costos marginales de la mayoría de los generadores, y b) las unidades de gas natural están frecuentemente en el margen, estableciendo el precio de mercado en Nueva Inglaterra (Potomac Economics, 2004, p. 4).

El monitor del mercado interno también observó una reducción en los costos adicionales después de la transición, de modo que "en general, [el rediseño del mercado] ha reducido significativamente el nivel de compensación" fuera del mercado (ISO-NE, 2003, p. 16).

Otra medida, la frecuencia de las correcciones de precios de mercado, también se evaluó como baja después de la transición, un resultado que "puede atribuirse, en parte, al tiempo y recursos adicionales que la ISO dedicó al desarrollo y prueba de los mercados SMD para garantizar que funcionarían según lo diseñado (Potomac Economics, 2004, pp. 32-33).

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Por otro lado, la implementación de SMD no abordó por sí misma algunas acciones operativas que el monitor del mercado externo identificó como potencialmente supresoras de los precios nodales, incluidos los compromisos de operadores adicionales de las unidades que siguen al mercado del día anterior para la confiabilidad local y las reservas de contingencia suplementarias. Además de estos problemas, desde la implementación inicial ISO-Nueva Inglaterra ha llevado a cabo muchas más modificaciones de diseño en los mercados de energía, incluidos cambios en el cronograma del mercado del día anterior para mejorar la coordinación del gas eléctrico (2013), pasando de oferta fija diaria a oferta variable por hora en el mercado del día anterior (2014) y liquidaciones financieras de 5 minutos en el mercado de energía en tiempo real (2017).

### **ISO de California (California ISO – CAISO)**

Desde abril de 1998 hasta marzo de 2009, California ISO (CAISO) operó un mercado en tiempo real y utilizó precios zonales para el manejo de la congestión entre dos grandes zonas internas de CAISO correspondientes a las empresas de servicios públicos del norte y sur de California, utilizando solo dos líneas de transmisión que conectan las regiones. Este enfoque distingue entre congestión interzonal, que se gestionará antes del tiempo real, y congestión intrazonal, que se gestionará en operaciones en tiempo real. Desde 1998 hasta 2001, una organización separada, California Power Exchange (CalPX), operó mercados de subastas del día anterior y de autodespacho de hora anterior con ofertas de energía de un solo bloque y precios de compensación del mercado zonal. Los horarios zonales fueron establecidos primero por CalPX sin considerar la congestión, y se enviaron al CAISO, que evaluó las inviabilidades e iteró con CalPX, que utilizó ofertas de ajuste para eliminar la congestión interzonal para la finalización de los precios del día anterior y la hora anterior. CAISO luego utilizó ofertas de ajuste para abordar la congestión intrazonal en operaciones en tiempo real. En 2001, el CalPX fue finalizado debido a la manipulación del mercado, y los participantes del mercado posteriormente proporcionaron programación del día anterior y la hora anterior al CAISO, junto con ofertas de ajuste para el manejo de la congestión. Como observó el monitor del mercado interno de CAISO (CAISO DMM, 2010, p. 5.2):

El algoritmo de gestión de congestión minimizó el costo de las ofertas de ajuste aceptadas para gestionar la congestión. Sin embargo, cualquier oferta de ajuste aceptada de las carteras de los coordinadores de programación era necesaria para mantener en equilibrio las cargas y el suministro de la cartera. En otras palabras, si se aceptaba una oferta de ajuste para reducir una importación, esto debía equilibrarse aceptando una oferta de ajuste para reducir la carga o las exportaciones del coordinador de programación en una cantidad igual. Esta restricción representaba una fuente importante de ineficiencia potencial en el proceso previo de gestión de congestión.

Para el despacho intrazonal, los operadores de la red CAISO (CAISO DMM, 2010, p. 5.2):

gestionaron la congestión intrazonal dentro de las zonas ISO mediante el envío manual de recursos para aumentar o disminuir la producción. Esto se denominó despacho fuera

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

de secuencia. Esta forma de gestión de la congestión no tenía un precio transparente, porque la congestión intrazonal se gestionaba fuera del mercado.

Este acuerdo continuó hasta marzo de 2009.<sup>19</sup>

El 1 de abril de 2009, CAISO implementó un diseño de mercado revisado que incluía un mercado del día anterior con SCUC, co-optimización de energía y reservas, seguido de un mercado en tiempo real. Ambos mercados calcularon LMP en más de 2.000 nodos, un centro de negociación y tres zonas de carga correspondientes al territorio de las tres grandes empresas de servicios públicos propiedad de idiferentes inversionistas. CAISO no introdujo transacciones virtuales simultáneamente con este rediseño del mercado, pero decidió evaluarlas luego de un período de experiencia y de cualquier refinamiento de los precios nodales.

En el período de la transición, CAISO no experimentó una congestión interna o de importación significativa y, por lo tanto, la implementación de la fijación de precios nodales no tuvo un efecto importante en la congestión real. El monitor del mercado interno (CAISO DMM, 2010, pg. 5.1) señala que:

El nivel relativamente bajo de congestión con el nuevo diseño del mercado puede atribuirse a una combinación de factores. Como se discutió en capítulos anteriores, las condiciones de carga interna y suministro fueron generalmente favorables en 2009. La licitación de generación dentro de los centros de carga restringidos por la transmisión también fue altamente competitiva. La gestión mejorada de la congestión con el diseño del mercado también puede haber contribuido a la congestión limitada. Además, una alta programación del día anterior permite un compromiso de cada unidad de generación, una programación y una gestión de la congestión más eficientes.

Con respecto a los otros cambios simultáneos en el diseño del mercado CAISO, algunos de los beneficios inmediatos más claros fueron la eficiencia de los mercados de servicios auxiliares, debido a la implementación de un mercado del día anterior con SCUC y la cooptimización de energía y reservas. Los precios de los servicios auxiliares cayeron después de la implementación en el mercado y también en comparación con el año anterior. Específicamente, “los costos de servicio auxiliar disminuyeron de USD\$ 0.74 / MWh de carga en 2008 a USD\$ 0.39 en 2009. Los costos de servicio auxiliar también cayeron de 1.4 por ciento de los costos mayoristas estimados en 2008 a 1 por ciento en 2009” (CAISO, 2010, pág. 6.1). El DMM (*Department of Market Monitoring*, Departamento de Monitoreo de Mercado; ver CAISO, 2010, pág. 6-12) encuentra que estas mejoras fueron el resultado de varios factores, incluidos los siguientes:

- La oferta en el nuevo mercado aumentó significativamente porque los coordinadores de programación podían ofertar en toda la capacidad certificada en los mercados de energía y servicios auxiliares. Anteriormente, la oferta de capacidad total en energía más servicios auxiliares no podía exceder la capacidad certificada.

---

<sup>19</sup> Se pueden encontrar detalles adicionales sobre este proceso tal como existía antes de la fijación de precios nodales en CAISO DMM (2010), pág. 5.2.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

- Los precios de oferta tendieron a disminuir en el nuevo mercado porque la cooptimización en el nuevo mercado compensa a un proveedor por el costo de oportunidad perdido de vender servicios auxiliares en lugar de energía. Los proveedores ya no tienen que pronosticar su costo de oportunidad perdido e incluirlo en su oferta de servicio auxiliar.
- Los proveedores ya no necesitan contabilizar el costo de las inflexibilidades (arranque y carga mínima) en sus precios de oferta. El nuevo mercado, a través de los ingresos del mercado o la recuperación del costo de la oferta, compensará a los proveedores por estos costos.

El CAISO experimentó algunos problemas de mercado en los primeros meses de implementación, incluyendo precios en tiempo real más volátiles, lo que resultó en un despacho ineficiente de unidades de inicio rápido, resuelto posteriormente. Desde la implementación inicial, CAISO agregó precios de escasez (2011) y transacciones virtuales (2011), junto con muchas otras modificaciones de diseño que utilizan el marco básico, incluidas las mejoras para la optimización del ciclo combinado, un producto de reserva de rampa y el envío de recursos renovables de energía variable.

Si bien CAISO y su monitor de mercado no realizaron una evaluación exhaustiva de los beneficios económicos del rediseño del mercado (que incluía muchos elementos), Wolak (2011) estimó posteriormente una reducción de costos del 2.1 por ciento debido a la transición a la fijación de precios nodales, lo que implica una reducción de USD\$ 105 millones en el costo variable anual total de producción de energía de combustibles fósiles en California asociado con la introducción de precios nodales.

### **ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*, Consejo de Confiabilidad del Servicio Eléctrico en Texas)**

Desde 2001 hasta el 30 de noviembre de 2010, ERCOT operó un mercado de energía en tiempo real con una variante en los precios zonales, inicialmente con cuatro zonas determinadas con base en lo que se consideraron restricciones comercialmente significativas (*Commercially Significant Constraints*, CSC). El esquema de gestión de congestión utilizó dos pasos. Primero, el ISO resolvió la congestión zonal basada en los CSC y determinó los precios sombra zonales. En el segundo paso, la ISO utilizó ofertas de energía de equilibrio en tiempo real para resolver la congestión local con pagos de despacho por mérito. Además, a diferencia de ISO-Nueva Inglaterra y CAISO, el mercado ERCOT es “solo de energía”, lo que significa que depende de los altos precios del mercado energético para proporcionar incentivos para la inversión (sin pagos de capacidad) y, por lo tanto, resolver problemas de diseño u operativos que puedan suprimir los precios del mercado energético es más relevantes en este mercado.

El 1 de diciembre de 2010, ERCOT implementó la fijación de precios nodales tanto en el mercado del día anterior como en el mercado en tiempo real. Como se discutirá, algunos de los beneficios inmediatos podrían medirse en diciembre de 2010, mientras que otros fueron más evidentes durante 2011 y en años posteriores. En su informe anual de 2011 (Potomac Economics, 2012), el

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

monitor del mercado externo resumió los tipos de beneficios esperados de la transición a la fijación de precios nodales (pág. XXVIII):

- Mejoras fundamentales en la capacidad de ERCOT para gestionar eficientemente la gestión de transmisión, que es una de las funciones más importantes en los mercados de electricidad.
- El mercado nodal permitirá gestionar toda la congestión de transmisión a través de mecanismos basados en el mercado.
- El mercado nodal proporcionará mejores incentivos a los participantes del mercado, facilitará un compromiso y un despacho de generación más eficientes y mejorará el control operativo del sistema por parte de ERCOT.
- El uso del despacho específico de las unidades en el mercado nodal permitirá a ERCOT utilizar más completamente los recursos de generación que el mercado zonal, que frecuentemente exhibió picos de precios incluso cuando la capacidad de generación no se utilizó por completo.
- El mercado nodal permitirá a ERCOT aumentar la utilización económica y confiable de los escasos recursos de transmisión mucho más allá de lo que se puede lograr en el mercado zonal.
- El mercado nodal mejorará significativamente la capacidad de integrar de manera eficiente y confiable las cantidades cada vez mayores de recursos intermitentes, como las instalaciones de generación eólica y solar.
- El mercado nodal producirá señales de precios que indican mejor dónde se necesita más generación (y dónde no) para manejar la congestión y mantener la confiabilidad.

Para diciembre de 2010, el monitor del mercado externo observa (Potomac Economics, 2011) que “Dos de los beneficios esperados del mercado nodal se han observado de inmediato:”

- La gestión mejorada de la congestión de la transmisión fue evidente incluso antes de la implementación completa del mercado nodal. La Figura 43 demuestra la utilización mejorada de la interfaz Oeste a Norte observada durante las pruebas de mercado; un aumento del 64 por ciento al 83 por ciento.
- Las instrucciones de despliegue de energía más frecuentes y la reducción de las cantidades de capacidad de regulación obtenida dieron como resultado que los costos de capacidad de regulación se redujeran en USD\$ 8,5 millones durante el primer mes de operación del mercado nodal.

En 2011, ERCOT experimentó precios más altos que en 2010 debido a eventos climáticos. Sin embargo, el monitor del mercado descubrió que los precios nodales y otros elementos del rediseño del mercado conducían a resultados de mercado más eficientes que el mercado zonal anterior. En el informe de estado del mercado de 2011 (Potomac Economics, 2012), el monitor de mercado externo incluye los siguientes hallazgos:

- “El mercado nodal ha [...] permitido una mayor utilización de las instalaciones de transmisión [...]”. (p. 45)
- “[...] la implementación del mercado nodal ha resultado en una menor volatilidad de precios que la experimentada en el mercado zonal. La volatilidad de los precios en la zona oeste ha continuado siendo más

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

alta que en las otras zonas, lo que se espera dada la muy alta penetración de la generación eólica de producción variable ubicada en esa área”. (p. 13).

- “En mercados que funcionan bien, esperamos observar una estrecha correlación entre los precios y los niveles de carga. Esta relación no se observó bajo el diseño del mercado zonal y se describió repetidamente en informes anuales anteriores [...]”. (p. 14)
- “Los mecanismos de fijación de precios de escasez más confiables y eficientes que los que existían en el mercado zonal permitieron que los precios de la energía aumentaran automáticamente hasta el límite de oferta de todo el sistema durante los períodos de escasez de reservas operativas. Los precios en el límite de oferta de todo el sistema se experimentaron en intervalos de despacho que totalizaron 28.5 horas en 2011, o el 0.33 por ciento del total de horas”. (p. 2)
- “Los resultados generales de fijación de precios del mercado nodal en tiempo real han cumplido las expectativas de mejorar la eficiencia”. (p. XXIX)

Desde la implementación inicial, ERCOT ha llevado a cabo muchas mejoras adicionales en el mercado. En particular, ERCOT incrementó su límite de oferta de energía varias veces (a los actuales USD\$ 9,000 / MWh), introdujo la optimización anticipada en el mercado en tiempo real con precios indicativos para la próxima hora (2012), revisó su método de precios de escasez para incluir la actual curva de demanda de reserva operativa (*Operating Reserve Demand Curve*, ORDC) (2014), y realizó una revisión exhaustiva del diseño del mercado de servicios auxiliares (2013-2015) que está dando como resultado varias reformas, incluido un producto de respuesta de frecuencia primaria separado (2019). Actualmente, ERCOT está mejorando su cooptimización en tiempo real de energía y reservas, lo que se espera que genere importantes beneficios económicos.

### Conclusiones

Cada uno de los ISO revisados aquí operaba variantes en precios de energía de zona única o múltiple durante muchos años antes de hacer la transición a un diseño nodal. Tenían diferentes diseños para otros elementos de diseño anteriores, como servicios auxiliares y precios de escasez. Por lo tanto, cada caso ofrece lecciones ligeramente diferentes con respecto a los beneficios de esta transición. Sin embargo, existe un hallazgo común de que el resultado inmediato en cada caso fue una mejor gestión de la congestión, ofertas más competitivas y mercados más líquidos. En algunos casos, los precios promedio del mercado se redujeron debido a las reformas de diseño del mercado. Parece que no hay ningún ejemplo de una región que haga esta transición y luego descubra que resultó en precios más altos debido a las reformas de diseño de mercado.

Algunas ISO muestran otros resultados particulares de esta transición. Por ejemplo, en ISO-Nueva Inglaterra, la expectativa de que los precios marginales de nodales de energía lleven a una inversión más rápida en actualizaciones de transmisión y nueva generación local para aliviar esos costos potenciales.

Cada una de estas ISO llevó a cabo extensas pruebas de mercado y otras medidas de preparación del mercado antes de realizar la transición, y en cada caso se acreditó que facilitó una transición sin problemas, con pocos problemas posteriores identificados directamente con las decisiones de diseño (en algunos casos, problemas de mercado que ocurrieron posteriormente y

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

necesitaron corrección se derivaron del diseño del mercado, pero no fueron un defecto inherente del diseño).

Observamos que posteriormente al período de transición ha habido mejoras continuas de diseño en cada región. Algunos de estos se mencionaron brevemente en esta reseña, y la mayoría aprovecha las oportunidades de mejoras en la optimización y la formación de precios que ofrecen los rediseños del mercado.

### **Referencias**

- California ISO (CAISO), Department of Market Monitoring (DMM). (2010). *Annual Report on Market Issues and Performance*. Recuperado de <http://www.caiso.com/Documents/2009AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>
- Potomac Economics. (2012). 2011 State of The Market Report for The ERCOT Wholesale Electricity Markets, July 2012. Recuperado de <https://www.potomaceconomics.com/markets-monitored/ercot/>
- Potomac Economics. (2011). 2010 State of The Market Report for The ERCOT Wholesale Electricity Markets, July 2011. Recuperado de <https://www.potomaceconomics.com/markets-monitored/ercot/>
- Potomac Economics. (2004). "Six-Month Review of SMD Electricity Markets in New England," Prepared by David B. Patton, Ph.D., Pallas LeeVanSchaick, and Robert A. Sinclair, Ph.D., Independent Market Advisor to ISO New England, February 2004. Recuperado de [https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2017/11/isone\\_Six-Month-Assessment.pdf](https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2017/11/isone_Six-Month-Assessment.pdf)
- ISO New England. (2004). *2003 Annual Markets Report, ISO-NE*. Recuperado de [https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/markets/mkt\\_anlys\\_rpts/annl\\_mkt\\_rpts/2003/2003\\_Annual\\_Markets\\_Report\\_Final.pdf](https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/markets/mkt_anlys_rpts/annl_mkt_rpts/2003/2003_Annual_Markets_Report_Final.pdf)
- ISO New England. (2003). *Quarterly Market Report, Q2 2003, December 4, 2003*. Recuperado de [https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/markets/mkt\\_anlys\\_rpts/qtrly\\_mktops\\_rpts/2003/2003\\_Q2\\_Quarterly\\_Report.pdf](https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/markets/mkt_anlys_rpts/qtrly_mktops_rpts/2003/2003_Q2_Quarterly_Report.pdf)
- Wolak, F. A. (2011) "Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets," *American Economic Review*, May, 247-252.



## Anexo 2: Mitigación del poder de mercado local en los mercados de energía

En todos los mercados competitivos de energía eléctrica mayorista, las restricciones de transmisión pueden amplificar el poder de mercado potencial de los propietarios de generación y posiblemente otros recursos, como el almacenamiento de energía, en lugares afectados por esas restricciones. Cuando se “unen”, las restricciones de transmisión subdividen el mercado mayorista en subregiones, y en esos momentos, la concentración de la propiedad de los recursos de suministro dentro de la subregión puede permitir a los propietarios de recursos aumentar las ofertas monetarias por sus recursos (también llamada “retención económica”). Dichas restricciones también podrían aumentar los incentivos para la “retención física” (como declarar una reducción o interrupción no planificada) para aumentar los precios.

Desde el comienzo de la competencia en estos mercados en todo el mundo, los reguladores y los supervisores del mercado han tenido que imponer reglas para monitorear y mitigar tal poder de mercado “local” cuando afecta el comportamiento de las ofertas en los mercados de energía, de servicios auxiliares y de capacidad a corto plazo. Este anexo se centra en las reglas para la retención económica en los mercados energéticos. Si bien XM, **en cumplimiento de la Resolución CREG 034**; ya realiza LMPM (*local market power mitigation*) utilizando variantes en los métodos que se analizan a continuación, puede haber un beneficio en los ajustes del proceso cuando se implementa LMP. Este anexo proporciona algunas revisiones y comentarios sobre este proceso. En particular, este anexo explica a nivel básico los métodos para LMPM en varios mercados, centrados en aquellos que han implementado precios marginales de ubicación (*locational marginal pricing*, LMP). La Tabla 6 proporciona una encuesta resumida de los mercados de EE. UU., con más detalles a continuación. Este anexo no considera muchos detalles de LMPM, que una encuesta más extensa podría considerar. Una referencia general útil es FERC (2014).

**Tabla 6. Reglas ISO de mitigación de poder de mercado en los mercados energéticos del día anterior**

	<b> Mercados energéticos</b>	<b>Puesta en marcha y ofertas de carga mínima; Compromiso de la Unidad de Confiabilidad (<i>Reliability Unit Commitment</i>, RUC)</b>
ISO-NE	El monitor del mercado interno ( <i>Internal Market Monitor</i> , IMM) tiene la autoridad y la responsabilidad de mitigar las ofertas de energía eléctrica en ciertas circunstancias y de aplicar reglas que identifiquen el comportamiento de los participantes del mercado que resulte en pagos NCP que excedan los umbrales definidos y las	Los recursos comprometidos con fines de confiabilidad generalmente usan ofertas de suministro que ya han sido evaluadas frente a sus precios de referencia y mitigadas si era necesario. Los cálculos de NCP generalmente usan ofertas que han sido evaluadas frente a sus precios de referencia y mitigadas si era necesario.

*Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

	<b>Mercados energéticos</b>	<b>Puesta en marcha y ofertas de carga mínima; Compromiso de la Unidad de Confiabilidad (Reliability Unit Commitment, RUC)</b>
	transacciones virtuales que aumentan el valor por hora de un FTR en poder del participante del mercado que presenta la transacción virtual. El monitor del mercado interno evalúa los recursos que envían ofertas de suministro que están significativamente por encima de sus precios de referencia para mitigar la oferta potencial. Las ofertas de demanda pueden modificarse si parecen calculadas para manipular los mercados. Las ofertas de reducción de la demanda no están sujetas a mitigación bajo las reglas actuales porque no son elegibles para participar en los mercados de energía.	
NYISO	Existen amplias reglas automáticas de mitigación del poder de mercado ( <i>Market Services Tariff Att. H</i> ) que incluyen pruebas de activación, conducta e impacto. Existen reglas de retención físicas y económicas y diferentes umbrales para detectar conductas y el impacto en el mercado. Hay reglas para la NYCA ( <i>New York Control Area</i> , área de control de Nueva York) y reglas más estrictas para áreas restringidas (Ciudad de Nueva York).	Existen umbrales de impacto separados para las garantías de ofertas de costos de producción. Estos se aplican automáticamente en el sistema de facturación. Existen umbrales de conducta e impacto más estrictos para las unidades comprometidas de confiabilidad.
PJM	Prueba de tres proveedores clave para restricciones locales; mitigación al costo marginal.	Propietarios de generación presentan ofertas basadas en costos además de sus ofertas de mercado. Las ofertas basadas en costos se utilizan si se necesita mitigación y la oferta de costos es menor que la oferta de mercado. RUC: prueba de tres proveedores clave para las restricciones locales.
MISO	Pruebas de conducta e impacto, tanto para retención física como económica.	Puesta en marcha: Pruebas de conducta e impacto, tanto para retención física como económica RUC: Pruebas de conducta e impacto para retención tanto física como económica.
SPP	Realizar umbrales y pruebas de impacto tanto para retenciones físicas como económicas.	RUC: umbrales de conducta y pruebas de impacto, tanto para retención física como económica

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

	<b>Mercados energéticos</b>	<b>Puesta en marcha y ofertas de carga mínima; Compromiso de la Unidad de Confiabilidad (Reliability Unit Commitment, RUC)</b>
ERCOT	En tiempo real, las ofertas se mitigan para los recursos que afectan las restricciones no competitivas. En general, el Monitor de mercado independiente supervisa el abuso de poder del mercado en todos los mercados. Los recursos que poseen menos del 5% de la cuota de mercado no se consideran con poder de mercado y no están sujetos a mitigación.	Las ofertas utilizadas por RUC están limitadas a los costos genéricos o verificables para el generador.
CAISO	Existen tres mecanismos básicos: el límite de precio de oferta de USD\$ 1,000 / MWh para evitar la retención económica, un requisito de oferta obligatoria para una capacidad total del 115% de 1 en 2 de la carga máxima de cada mes para evitar la retención física, y un mecanismo de mitigación de poder del mercado local que se activa cuando las restricciones de transmisión están congestionadas y crean condiciones no competitivas.	Los límites se ponen en las ofertas de costo configuración de transición, de inicio y sin carga. Además, la escasez de ingresos relacionada con estos costos se cubre primero con los ingresos del mercado de recursos de otras fuentes antes de ser pagados. Para necesidades de confiabilidad más extremas, la ISO tiene una estructura de contratación que proporciona recuperación de costos y mitiga el poder del mercado local.

Fuentes: modificado de EPRI, 2016; FERC, 2014; documentos ISO.

### Características generales de LMPM

Las características generales de LMPM incluyen la determinación del alcance del procedimiento, el diseño de ventanas o desencadenantes de mitigación, si se aplica un marco de conducta-impacto y si el proceso está automatizado o con decisiones activas por parte de los supervisores del mercado. Esta subsección revisa brevemente estos componentes.

#### Alcance de LMPM

En su aplicación más amplia, algunos ISO requieren que todas las ofertas del mercado energético se basen en los costos, ya sea que afecten o no las restricciones de transmisión. México es un ejemplo actual, y en los Estados Unidos tanto PJM como MISO siguieron este método durante un breve período inicial de operaciones de mercado. Sin embargo, la mayoría de las ISO aplican LMPM para evaluar un conjunto más limitado de ofertas: aquellas que se encuentran cerca de un elemento de transmisión congestionado y que pueden obtener poder de mercado durante los intervalos de mercado congestionados, particularmente en combinación con otras ofertas del mismo proveedor, o proveedores, que también podrían afectar ese elemento congestionado.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Para estos tipos de LMPM, el siguiente paso es definir las ubicaciones dentro de las cuales se llevarán a cabo los procedimientos de mitigación.

### Zonas fijas vs. proyección dinámica

Los métodos de LMPM varían en cuanto a si un área geográfica creada por congestión de transmisión está predefinida como una zona fija o identificada dinámicamente en operaciones reales. Se han implementado ambos enfoques y variantes (por ejemplo, MISO usa zonas fijas; PJM, NYISO y CAISO usan métodos dinámicos). Para los métodos de zona fija, LMPM se aplica a las ofertas dentro de esa zona. En los métodos dinámicos, LMPM puede activarse en cualquier parte del sistema de energía por condiciones específicas de congestión en los elementos de transmisión. Las zonas fijas son claramente más simples de implementar. Los métodos dinámicos requieren calcular soluciones de mercado antes de aplicar LMPM, y solo luego de calcular la solución final de mercado. Por lo tanto, es más difícil de implementar, pero puede automatizarse (ver la discusión de los métodos CAISO más adelante).

### Prueba de impacto de conducta

Los métodos de mitigación del poder de mercado pueden basarse (1) completamente en métricas estructurales (como se discute más adelante), o (2) primero pueden examinar si las ofertas que se están analizando habrían afectado realmente los precios de mercado antes de aplicar la mitigación. El último enfoque generalmente se denomina prueba de “impacto de conducta”: la *conducta* se refiere a si un proveedor aumenta su oferta por encima de algún punto de referencia competitivo, y el *impacto* se refiere a si esa oferta aumenta el precio de mercado con respecto a si no hubiera ejercido poder de mercado. Existen diferentes variantes en el procedimiento de conducta-impacto. Algunas se analizan a continuación.

### Pruebas de proveedores clave

Entre las métricas estructurales, las más comunes son variantes en las pruebas de “proveedores clave”. Estas se introdujeron por primera vez para abordar la concentración del mercado durante las horas pico e identificaron si determinadas empresas poseen toda la generación necesaria para satisfacer la demanda residual en esas horas y, por lo tanto, tienen una capacidad ilimitada para establecer precios de oferta a menos que estén sujetos a mitigación. Cuando se adapta a LMPM, la prueba de proveedor fundamental evalúa la concentración de compañías particulares que pueden aliviar la congestión en la restricción de transmisión relevante.

En ambos tipos de aplicaciones de la prueba de proveedor clave, el alcance de la mitigación se puede modificar ajustando el conjunto de proveedores fundamentales. Por ejemplo, la ventana del proveedor clave se puede ampliar para incluir también al “segundo” proveedor fundamental, es decir, los recursos que posee la empresa que, en combinación con el primer proveedor central, pueden afectar los precios o la congestión, o el tercer proveedor clave, y así sucesivamente. La teoría económica sugiere que la coordinación entre estos proveedores fundamentales podría requerir que se mitiguen las ofertas de mercado del conjunto completo de estos proveedores. Al agregar proveedores fundamentales a la prueba, se amplía el conjunto de ofertas de suministro sujetas a mitigación.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

El fracaso de la prueba de proveedor clave por parte de un proveedor conduce a la mitigación directa de sus ofertas, o puede evaluarse más a fondo con una prueba de impacto antes de determinar si se deben mitigar las ofertas.

### Métodos de mitigación

Cuando las ofertas del mercado fallan en la ventana LMPM, se mitigan a un nivel de referencia considerado competitivo, que puede fundamentarse en cálculos marginales basados en costos, promedios de ofertas aceptadas previamente o en otros niveles de oferta aceptados. Si bien tienen un propósito similar, estos tienen algunas variaciones según el mercado ISO. Las ofertas mitigadas se vuelven a ingresar al mercado de subastas para su uso en el cálculo de LMP.

### Procesos automatizados

Como se señaló, la mayoría de las ISO de EE. UU. utilizan procedimientos automatizados que mitigan las ofertas que fallan en las ventanas relevantes antes de enviar las ofertas al mercado final de subastas de energía. La ventaja de un proceso automatizado es que elimina la discreción del operador. El grado de mitigación sigue siendo una decisión reguladora. La mayoría de las ISO de EE. UU. informan muy pocos ajustes cuando se implementan procesos automatizados, porque los proveedores saben cómo funcionan dichos procesos y evitan desencadenarlos.

## **Métodos LMPM en mercados de precios zonales seleccionados**

Si LMPM se aplica a los mercados con sistema único/fijación de precios zonales o con precios nodales, tendrá similitudes y diferencias con estos procedimientos en los mercados con LMP. Esta reseña comienza con mercados que no tienen LMP, y que pueden tener similitudes con los métodos actuales de LMPM en Colombia. En el caso de ISO-Nueva Inglaterra, el método anterior para calcular el precio del sistema se describe en el Anexo 1.

### ***IESO (Ontario, Canadá)***

IESO opera un mercado de energía en tiempo real con un precio de sistema único, calculado con algunas similitudes y diferencias con los otros mercados con tales métodos de fijación de precios, incluido Colombia y el diseño anterior de ISO-Nueva Inglaterra.<sup>20</sup> De manera similar a algunos otros mercados, IESO designa “zonas restringidas fuera de vigilancia donde hay eventos restringidos persistentes y significativos” y los procedimientos LMPM se centran en estas zonas. En la Figura 3 se muestra el flujo del proceso de siete pasos de la metodología LMPM, extraída directamente del manual relevante de IESO (IESO, 2018, p. 1-7).

---

<sup>20</sup> El método básico se resume de la siguiente manera (IESO, 2019a, p. 3): “Actualmente, el cronograma de precios (“cronograma sin restricciones”) se utiliza para establecer un precio único en la provincia cada cinco minutos. Este precio uniforme de compensación del mercado (*Market Clearing Price*, MCP) es entonces usado para establecer el precio de energía por hora de Ontario (*hourly Ontario energy price*, HOEP) para la electricidad en toda la provincia. Debido a que este precio no tiene en cuenta las condiciones reales del sistema o las restricciones operativas, no refleja el costo real de generar o consumir electricidad en diferentes ubicaciones. Sin embargo, para mantener la confiabilidad, el cronograma de despacho (“cronograma restringido”), que determina las instrucciones físicas de despacho, debe tener en cuenta todas las limitaciones operativas y del sistema.”

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

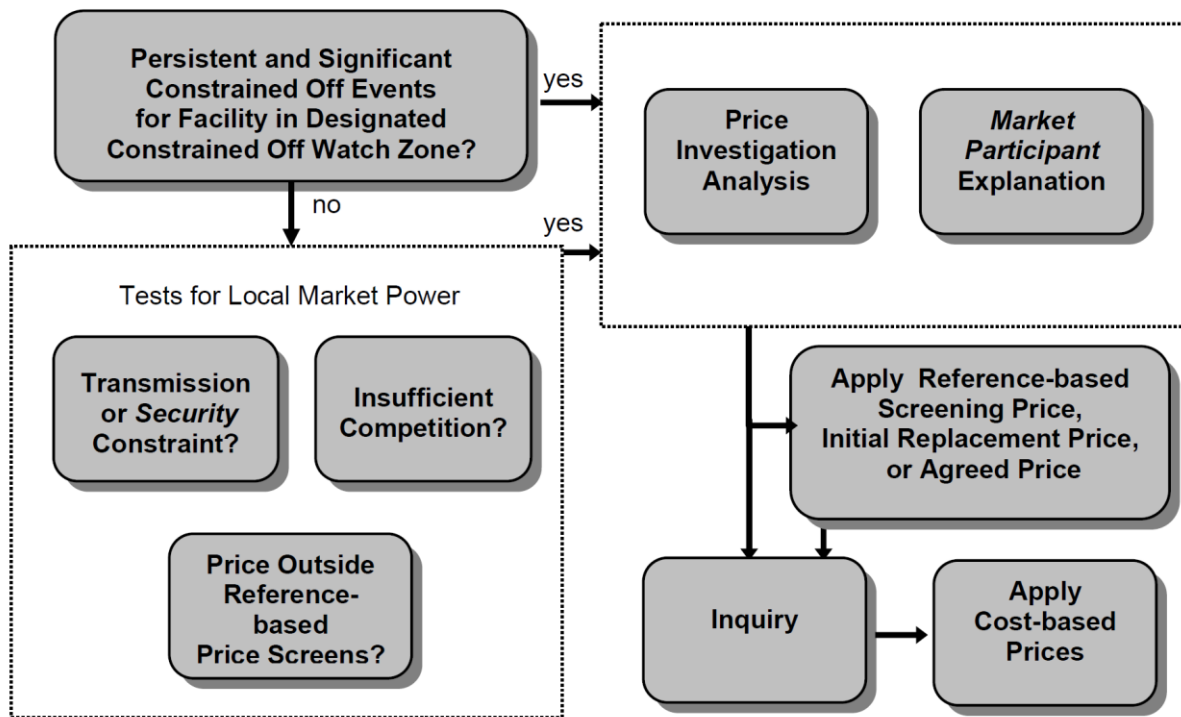


Figura 3. Descripción general del proceso de evaluación de LMPM de IESO.

Con la transición pendiente a un mercado de LMP, IESO está en proceso de modificar este procedimiento para adoptar nuevos métodos. Si bien este método revisado no se resume aquí, vale la pena examinarlo como parte de cualquier evaluación adicional sobre este tema (ver IESO, 2019a, 2019b).

### ISO-NE (1999-2002)

Antes de implementar LMP en 2002, ISO-NE llevó a cabo un proceso de dos pasos para determinar un precio único de compensación de mercado para la energía, similar a IESO y Colombia (ver Anexo 1). Los métodos de ISO-NE para LMPM evolucionaron entre 1999 y 2002. Inicialmente, el monitor del mercado interno desarrolló métodos para revisar y posiblemente mitigar las ofertas de los recursos que estaban “restringidos en/arriba” debido al método de gestión de congestión de dos pasos. En 2000, se adoptó un método basado en “conducta-impacto”. Luego de la implementación de LMP, se continuó con el enfoque de conducta-impacto utilizando niveles de referencia para determinar los desencadenantes de la mitigación.

### Métodos LMPM en mercados seleccionados de LMP

#### PJM

PJM ha utilizado versiones de LMPM desde el inicio de los mercados de energía con LMP en 1999. Cabe destacar que PJM operó sus mercados de energía en 1998 durante un año solo con ofertas basadas en costos, debido a la falta de una determinación de que el mercado era

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

estructuralmente competitivo. Una referencia útil sobre el enfoque actual de LMPM es Monitoring Analytics (2011), y los informes anuales del Estado del Mercado (State of the Market) de PJM proporcionan detalles sobre el desempeño de LMPM en los años anteriores.

### *Prueba de tres proveedores clave (Three Pivotal Suppliers, TPS)*

PJM fue el primer ISO en implementar el TPS para LMPM en los mercados mayoristas de energía de los Estados Unidos. Se puede encontrar un registro regulatorio de esta implementación en Monitoring Analytics (2011).

Como se revisó anteriormente, el objetivo de la prueba TPS es evaluar la propiedad del suministro disponible para aliviar una restricción de transmisión y mitigar las ofertas de ese suministro en caso de que se detecte potencial ejercicio de poder de mercado. De manera similar a otros ISO, cuando un proveedor no pasa la prueba de TPS por una restricción, las unidades relevantes “pueden tener sus ofertas limitadas al costo más 10 por ciento, o costos relevantes que sumen para unidades mitigadas con frecuencia y unidades asociadas”.

### **ISO de California (CAISO)**

De manera similar a ISO-Nueva Inglaterra, CAISO modificó significativamente sus procedimientos LMPM con la implementación de los mercados del día anterior y en tiempo real con LMP en 2009.

El método de CAISO tiene varios elementos únicos (consulte la Sección 6.5 en CAISO, 2019). Primero, tanto en el mercado diario como en el mercado en tiempo real hay una ejecución completa de optimización separada usando las ofertas de mercado enviadas y utilizando el modelo de red completo. Esta ejecución tiene lugar inmediatamente después de que se envían y validan las ofertas y los horarios. El propósito de este proceso, llamado Evaluación Dinámica de la Ruta Competitiva (*Dynamic Competitive Path Assessment*), es identificar qué rutas de transmisión se consideran competitivas y cuáles se consideran no competitivas, y luego ajustar las ofertas de las unidades que afectan las rutas no competitivas. La optimización calcula una descomposición de LMP, que identifica los componentes de congestión competitivos y no competitivos en cada LMP. Cada recurso que tiene un componente de congestión no competitivo en su nodo está sujeto a mitigación. De manera similar a PJM, el CAISO utiliza una prueba de tres proveedores clave (TPS) para identificar las ofertas sujetas a mitigación. Las ofertas mitigadas se restablecen a la oferta de energía predeterminada más alta del recurso (*Default Energy Bid*, una oferta basada en el costo) o al LMP “competitivo”, que es la suma de los otros componentes del LMP. Este proceso es automatizado.

CAISO no utiliza una prueba de conducta-impacto; LMPM se aplica independientemente de si las unidades identificadas impactarían o no en el precio de mercado con sus ofertas.

### **NYISO (ISO de Nueva York)**

El ISO de Nueva York (NYISO) subdivide el sistema de energía en Áreas Restringidas y Áreas No Restringidas, y aplica métodos de mitigación de poder de mercado más estrictos en las Áreas restringidas. Los procedimientos de mitigación del Área restringida se aplican a todos los recursos

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

que tienen un precio sombra positivo ( $\geq$  USD\$ 0.04 / MWh) en las infraestructuras de transmisión que ingresan al área.

NYISO fue el primer ISO en aplicar pruebas de impacto de conducta a las ofertas del mercado energético. Estas proceden en secuencia. Primero, la oferta se evalúa para ver si supera un nivel de referencia por un umbral. En segundo lugar, todas las ofertas que no pasan la prueba de conducta se ingresan colectivamente en una simulación de despacho para determinar si tendrían un impacto en el precio de compensación del mercado.

Para áreas restringidas, la prueba de conducta evalúa si una oferta supera su nivel de referencia en el siguiente umbral:  $(2\% \times \text{LMP promedio} \times 8760) \div (\text{número de horas restringidas})$ , que está diseñado para aflojar el umbral según decline el número de horas restringidas. La prueba de impacto para áreas restringidas luego evalúa si el conjunto de ofertas de recursos que no pasan la prueba de conducta aumentaría los LMP en una cantidad mayor que el umbral de conducta.

Las ofertas mitigadas se vuelven a establecer en niveles de referencia que el proveedor puede optar por basarse en ofertas aceptadas durante condiciones competitivas en los 90 días anteriores (según los precios del combustible), o por la media del 50% más bajo de LMP durante ese período, o por una fórmula basada en el costo.

Este proceso se llama procedimientos de mitigación automatizados (*Automated Mitigation Procedures*, AMP).

Para las Áreas No Restringidas, existe un procedimiento menos estricto, en el que la prueba de conducta evalúa si la oferta excede el nivel de referencia en un mínimo de USD\$ 100 / MWh o 300 por ciento. Para las ofertas que no superan la prueba de conducta, la prueba de impacto luego evalúa si el conjunto de ofertas fallidas elevaría el LMP un mínimo de USD\$ 100 / MWh o 200 por ciento. Las ofertas que no pasan la prueba de impacto se mitigan a niveles de referencia.

### ***CENACE, México***

México limita todas las ofertas al mercado energético del día anterior al costo más el 10 por ciento. Por lo tanto, no hay pruebas específicas relacionadas con el efecto de las restricciones de transmisión.

## **Conclusiones y recomendaciones**

Este apéndice ha proporcionado una breve revisión de los métodos LMPM en diferentes ISO, centrados en aquellos compatibles con LMP. Como se discutió, se están utilizando varios métodos y, para obtener una comprensión más profunda de sus propiedades, animamos a que se haga una expansión más detallada de este anexo. En particular, dada la variedad de métodos, recomendamos una revisión adicional para desarrollar opciones para una metodología de implementación por fases que luego podría pasar a cualquier diseño LMP futuro.

Recomendamos que, como próximo paso, un método automatizado LMPM sea implementado para proyectar y mitigar las ofertas en el mercado del día anterior (y posteriormente el mercado en tiempo real) antes de que los precios de mercado sean calculados. Esto podría ser compatible



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

tanto con el método actual de fijación de precios del mercado energético como con cualquier implementación futura de LMP. A medida que Colombia hace la transición a LMP, los métodos LMPM deben revisarse para garantizar que sean compatibles con cualquier cambio en el precio de la energía.

### **Referencias**

California ISO (CAISO). (2019). *Business Practice Manual for Market Operations, Version 63*,

*Revised: October 28, 2019*. Recuperado de <https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMLibrary.aspx>

Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (2014). "Staff Analysis of Energy Offer Mitigation in RTO and ISO Markets". *Docket No. AD14-14-000, Price Formation in Organized Electricity Markets, October 2014*.

Independent Energy System Operator (IESO) of Ontario. (2019a). *Single Schedule Market High-Level Design, Final, August 2019*. Recuperado de <http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/ssm/SSM-High-Level-Design-Aug2019.pdf?la=en>

Independent Energy System Operator (IESO) of Ontario. (2019b). *Stakeholder Engagement Pre-Reading, Market Power Mitigation – September 27, 2019*. Recuperado de <http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/mrp-edd/edd-20190927-reading-material.pdf?la=en>

Independent Energy System Operator (IESO) of Ontario. (2018). *Market Manual 2: Market Administration, Part 2.12: Treatment of Local Market Power, Issue 9.0*. Recuperado de <http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/Market-Rules-and-Manuals-Library/market-manuals/market-administration/ma-Treatment-LMP.pdf?la=en>

Monitoring Analytics. (2011). "2010 State of the Market Report for PJM: Technical Reference for PJM Markets," *The Independent Market Monitor for PJM*, March 10, 2011.

Recuperado de

[http://www.monitoringanalytics.com/reports/Technical\\_References/references.shtml](http://www.monitoringanalytics.com/reports/Technical_References/references.shtml)

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

New York ISO (NYISO). (2019). *NYISO Tariffs, Attachment H - ISO Market Power Mitigation Measures*. Consultado en diciembre de 2019. Recuperado de <https://www.nyiso.com/regulatory-viewer>

## Anexo 3: Estado del almacenamiento de energía como activos de T&D en los Estados Unidos y lecciones para Colombia

El almacenamiento de energía, tanto independiente como dentro de agregaciones que incluyen recursos de energía distribuida (*Distributed Energy Resources*, DER), puede proporcionar una alternativa a las actualizaciones de infraestructura de transmisión y distribución (T&D) y proporcionar otros servicios de T&D, como el control de voltaje. Estas aplicaciones de T&D también generalmente dejan capacidad no utilizada en el sistema de almacenamiento. Dicha capacidad puede proporcionar otros servicios al mercado mayorista, incluido el cambio de horario de energía, servicios auxiliares y capacidad. La habilidad de proporcionar aplicaciones de T&D junto con otros servicios se está investigando en numerosas jurisdicciones dentro de los Estados Unidos y otros países, incluidos varios ISO. En los EE. UU. los términos utilizados incluyen *usos múltiples* (FERC), *aplicaciones de uso múltiple* (California), *participación de mercado dual* (Nueva York) y *capacidad de uso dual* (Texas).

En regiones con mercados de energía competitivos y reestructuración de la industria, este tipo de proyectos son complicados por varias razones. Primero, la determinación regulatoria debe hacerse sobre cómo estructurar una tasa de desempeño regulada para el activo de T&D, al mismo tiempo que también puede obtener ingresos del mercado mayorista. Incluso si se opera únicamente como un activo de T&D, y no se le permite participar en los mercados mayoristas, el dispositivo de almacenamiento puede afectar esos precios de mercado al cargar y descargar. Además, existen muchos otros problemas regulatorios y de diseño del mercado, como la clasificación apropiada de prioridad de los servicios del mercado y no relacionados con el mercado, y el papel del operador del mercado en la predicción y optimización de las operaciones del dispositivo en aplicaciones tanto del mercado como no relacionadas con el mercado. Finalmente, la complejidad de analizar los costos y beneficios de tales usos múltiples puede generar incertidumbre sobre la viabilidad de tales proyectos. Muy pocos de estos proyectos se han trasladado a la implementación real hasta la fecha en todo el mundo, aunque en algunas regiones se han realizado estudios que encuentran un potencial significativo. En Colombia, existe la complicación adicional de que se espera que el diseño del mercado mayorista sea modificado sustancialmente durante los próximos 5-10 años, lo que alterará el valor del almacenamiento de energía.

Esperamos que haya un análisis continuo y evolución en las reglas para tales proyectos, y recomendamos que Colombia revise los desarrollos en otras regiones y considere los cambios a largo plazo en el diseño del mercado en la evaluación de proyectos. Este anexo proporciona parte de esta revisión. La discusión se centra en los EE. UU. Las referencias están al final.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

### Antecedentes regulatorios de EE. UU.

En los Estados Unidos, la Comisión Federal Reguladora de Energía (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) tiene jurisdicción sobre la recuperación de costos para la inversión en transmisión de alto voltaje (a través de cargos de acceso de transmisión) en todas las regiones de EE. UU., excepto ERCOT (Texas). Los Estados tienen jurisdicción sobre los procesos de planificación de distribución de servicios públicos propiedad de los inversores y la fijación de tarifas, con variaciones según el Estado.

La Tabla 7 resume las principales decisiones de FERC hasta la fecha. En 2016, FERC celebró una conferencia técnica sobre este tema y luego emitió una declaración de política en 2017 titulada *Utilización de recursos de almacenamiento eléctrico para múltiples servicios al recibir la recuperación de tarifas basada en costos*. En la declaración de política, la FERC fue flexible con respecto a los tipos de tasa regulada y las estructuras contractuales basadas en el mercado que podrían surgir para apoyar estos proyectos, y en gran medida ha dejado que las regiones ISO establezcan reglas específicas. Desde entonces, dos ISO de EE. UU. bajo la jurisdicción de FERC, MISO y CAISO, han comenzado procesos de partes interesadas para establecer reglas para este tipo de proyectos. En Texas, que no está bajo la jurisdicción de la FERC, la Comisión de Servicios Públicos de Texas (*Public Utilities Commission of Texas*, PUCT) ha estado analizando este tipo de proyectos durante varios años y ha adoptado un enfoque regulatorio diferente, que ha sido más restrictivo. Como este tema está evolucionando bastante rápido, puede haber resultados actualizados disponibles con bastante frecuencia en los próximos años.

Los reguladores estatales de Estados Unidos también han permitido proyectos con almacenamiento que proporcionan aplazamiento de la actualización de distribución, y en algunos casos también los servicios de mercado mayorista, hasta la fecha sobre todo en Nueva York y California. Estos proyectos también proporcionan información sobre la valoración de activos y operaciones. Muchas empresas de servicios públicos en los Estados Unidos están llevando a cabo evaluaciones de alcance de dichos proyectos mediante la planificación de recursos de distribución o la modernización de la red. Ejemplos recientes incluyen las empresas de servicios públicos propiedad de inversores en California, Nueva York, Hawái y Nevada.

La Tabla 7 resume algunos hitos regulatorios clave relacionados con el almacenamiento de energía como un activo de T&D. Las citas y enlaces a estos documentos o procedimientos se encuentran en la lista de referencias.

**Tabla 7. Hitos seleccionados de EE. UU. relevantes para el almacenamiento de energía como un activo de transmisión y distribución**

Fecha	Hito	Descripción resumida
2008	Orden FERC <i>Nevada Hydro</i>	FERC acordó con CAISO aprobar la elegibilidad de una gran planta de almacenamiento por bombeo propuesta para tarifas reguladas de costo de servicio como un activo de transmisión, pero rechazó su solicitud de que CAISO operara la planta en los mercados mayoristas en nombre del propietario. El proyecto no avanzó.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

Fecha	Hito	Descripción resumida
2010	Orden FERC <i>Western Grid</i>	FERC aprueba la recuperación de tarifas para el almacenamiento como un activo de transmisión sin participación en el mercado mayorista.
2014 en adelante	Los servicios públicos regulados en Estados clave comienzan la planificación del sistema de distribución para identificar alternativas sin cables.	Estos incluyen Hawái, California, Nueva York y varios otros Estados desde entonces; ver referencias a continuación.
9 de noviembre de 2016	Conferencia técnica de la FERC sobre la utilización en los mercados organizados de recursos de almacenamiento eléctrico como activos de transmisión compensados a través de las tasas de transmisión para servicios de soporte de red compensados de otras maneras y para servicios múltiples.	Las presentaciones, la transcripción de la conferencia y los comentarios posteriores a la conferencia están disponibles en el sitio web de FERC (FERC Docket No. AD16-25-000).
19 de enero de 2017	Declaración de política de la FERC sobre la utilización de los recursos de almacenamiento eléctrico para múltiples servicios al recibir la recuperación de tarifas basada en costos.	Ver resumen en este anexo.
2018-2019	Proyecto PUCT No. 48023: Reglamentación para abordar el uso de tecnologías no tradicionales en el servicio de suministro eléctrico.	Evaluación de las partes interesadas con múltiples preguntas relacionadas con el almacenamiento como un activo de distribución. El proyecto se detuvo en enero de 2019 a la espera de una nueva dirección legislativa, que actualmente está en marcha.
Marzo 2018 - En curso	Almacenamiento MISO como una iniciativa de activo de transmisión de confiabilidad.	Proceso de partes interesadas en dos fases, con la primera fase centrada en el almacenamiento dedicado exclusivamente a servicios de transmisión y la siguiente fase para abordar los servicios de transmisión y de mercado.
Marzo de 2018; suspendido temporalmente en enero de 2019	El almacenamiento CAISO como una iniciativa de activos de transmisión	Examen de proyectos de almacenamiento que solicitan una tasa de desempeño regulada como activos de transmisión con y sin participación en el mercado.

### Clasificación de usos múltiples y rol del ISO

En la mayoría de las regiones, un punto de partida para el desarrollo de reglas reguladoras y de mercado para usos múltiples es establecer una estructura para clasificar estas aplicaciones en las operaciones del sistema, que se codificarán en los contratos y, posteriormente, en la programación del mercado/de servicios públicos. Todavía no existe una práctica estándar en los mercados estadounidenses, pero se han presentado reglas preliminares en varias regiones, especialmente en California.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

### Reglas generales para usos múltiples

La Comisión de Servicios Públicos de California (*California Public Utilities Commission*, CPUC) fue el primer regulador estatal en desarrollar reglas generales para proyectos de uso múltiple (CPUC, 2018). Estas se muestran en la Tabla 8, que extrae la descripción completa de las once reglas adoptadas por la CPUC para la evaluación de aplicaciones de uso múltiple.

Las primeras 3 reglas reconocen que “los recursos de almacenamiento solo pueden proporcionar servicios dentro del dominio en el que están interconectados, o un dominio de red de nivel superior, pero no a la inversa. Estas reglas se basan en la ley y la práctica actuales [...]”. Sin embargo, la decisión señala que los recursos de almacenamiento comunitario podrían, en principio, estar ubicados en la distribución y proporcionar servicios al cliente comercializador.

Las reglas 5 y 6 “están diseñadas para garantizar que los servicios de confiabilidad siempre tengan prioridad”.

Las reglas 7-10 se centran en la transparencia y el cumplimiento mediante sanciones para garantizar que la empresa de servicios públicos y el operador del sistema tengan confianza en la priorización de los servicios contratados u ofrecidos en el mercado.

La regla 11 sobre “incrementalidad” está destinada a proteger contra la doble compensación. Esto se debe a que los proyectos de recursos distribuidos agregados pueden incorporar financiamiento e ingresos de diferentes fuentes.

**Tabla 8. Reglas adoptadas provisionalmente para aplicaciones de uso múltiple**

Regla 1	Los recursos interconectados en el dominio del cliente pueden proporcionar servicios en cualquier dominio.
Regla 2	Los recursos interconectados en el dominio de distribución pueden proporcionar servicios en todos los dominios excepto en el dominio del cliente, con la posible excepción de los recursos comunitarios de almacenamiento, según el Párrafo de Pedido 11 del D.17-04-039.
Regla 3	Los recursos interconectados en el dominio de transmisión pueden proporcionar servicios en todos los dominios, excepto el consumidor o los dominios de distribución.
Regla 4	Los recursos interconectados en cualquier dominio de la red pueden proporcionar la suficiencia de recursos, la transmisión y los servicios del mercado mayorista.
Regla 5	Si uno de los servicios proporcionados por un recurso de almacenamiento es un servicio de confiabilidad, ese servicio debe tener prioridad.
Regla 6	Prioridad significa que un único recurso de almacenamiento no debe ingresar en dos o más obligaciones de servicio de confiabilidad, de modo que el cumplimiento de una obligación hace que el recurso no pueda cumplir con las otras obligaciones. Los nuevos acuerdos para tales obligaciones, incluidos los contratos y las tarifas, deben especificar términos para garantizar la disponibilidad de recursos, que pueden incluir, entre otros, sanciones financieras.

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

Regla 7	Si se utilizan diferentes porciones de capacidad para realizar servicios, los proveedores de almacenamiento deben demostrar claramente, al contratar servicios, la capacidad total del recurso, con la garantía de que una determinada capacidad distinta se dedicará y estará disponible para los servicios de confiabilidad diferenciados por capacidad.
Regla 8	Para cada servicio, las reglas del programa, el contrato o la tarifa relevantes para el dominio en el que se presta el servicio deben especificar la aplicación de estas reglas, incluidas las sanciones por incumplimiento.
Regla 9	En respuesta a una solicitud de oferta de servicios públicos, el proveedor de almacenamiento debe enumerar todos los servicios adicionales que proporciona actualmente fuera de la solicitud. En el caso de que se inscriba un recurso de almacenamiento para proporcionar servicios adicionales en una fecha posterior, el proveedor de almacenamiento debe proporcionar una lista actualizada de todos los servicios proporcionados por ese recurso a las entidades que reciben el servicio de ese recurso. La intención de esta regla es proporcionar transparencia en el mercado de almacenamiento de energía.
Regla 10	Para todos los servicios, el recurso de almacenamiento debe cumplir con los requisitos de disponibilidad y desempeño especificados en su contrato con la autoridad pertinente.
Regla 11	Al pagar por el desempeño de los servicios, la compensación y el crédito solo pueden permitirse para aquellos servicios que son incrementales o distintos. Los servicios prestados deben ser medibles, y el mismo servicio solo se cuenta y se compensa una vez para evitar una doble compensación.

Fuente: Decisión de la CPUC (2018), Apéndice A (extraído directamente)

### **Priorización de los servicios de confiabilidad y no confiabilidad**

Con respecto a la priorización de los servicios de confiabilidad y no confiabilidad, la CPUC (2018) ha especificado aún más las distinciones por servicio, como se muestra en la Tabla 9. Esta categorización tiene como objetivo facilitar los contratos que establecen qué tipos de servicios tienen prioridad de confiabilidad por parte de la empresa de servicios públicos o la ISO, y qué servicios se consideran no confiables y, por lo tanto, están sujetos a limitaciones en la dirección de la empresa de servicios públicos o ISO.

**Tabla 9. Determinación de CPUC sobre servicios de confiabilidad y no confiabilidad**

<b>Dominio</b>	<b>Servicios de confiabilidad</b>	<b>Servicios de no confiabilidad</b>
<i>Cliente</i>	Ninguno	Gestión de facturas de TOU; Gestión de la demanda de carga; Aumento del autoconsumo de la generación en el sitio; Poder de respaldo; Participación en el programa DR
<i>Distribución</i>	Distribución diferida de capacidad; Servicios de confiabilidad ( <i>back-tie</i> ); Soporte de voltaje; Resiliencia / microrred / isla	Ninguno

## Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

<i>Transmisión</i>	Transmisión diferida; Inercia*; Respuesta de frecuencia primaria*; Soporte de voltaje*; arranque en negro*	Ninguno
<i>Mercado mayorista</i>	Regulación de frecuencia; Reservas giratorias; Reservas no giratorias; Producto de rampa flexible	Desequilibrio energético
<i>Suficiencia de recursos</i>	Capacidad local; Capacidad flexible; Capacidad del sistema	Ninguno
* En California, el arranque en negro, el soporte de voltaje, la inercia y la respuesta de frecuencia primaria se han obtenido tradicionalmente como características inherentes de los generadores convencionales, y actualmente no se obtienen como servicios distintos.		

### **Rol del ISO**

FERC proporciona algunas pautas generales para preservar la independencia de RTO / ISO de las operaciones de los recursos de almacenamiento. El RTO / ISO debe apoyar la priorización del despacho de almacenamiento para proporcionar servicios basados en costos sobre los basados en el mercado. Además, “la prestación de servicios de tarifas basadas en el mercado debe estar bajo el control del propietario u operador del recurso de almacenamiento eléctrico, en lugar de RTO / ISO, para garantizar la independencia de RTO / ISO”. Sin embargo, FERC sigue abierto a otras soluciones operativas que aseguren la independencia de RTO / ISO.

### **Estructuras contractuales para proyectos de uso múltiple**

Cuando ambos tipos de aplicaciones, solo T&D y mercado mayorista, están destinadas al proyecto, hay varios problemas regulatorios que abordar. Estos incluyen si tales aplicaciones conjuntas están permitidas y, de ser así, qué papel tiene el regulador en la estructuración de dichos contratos.

En los Estados Unidos, la declaración de política de FERC (2017) ha indicado la aprobación en general para el almacenamiento como proyectos de transmisión que permiten ingresos tanto basados en la tarifa como en el mercado. Por el contrario, la PUCT no ha permitido explícitamente usos múltiples, y también ha impuesto restricciones a los proyectos de almacenamiento de solo transmisión para minimizar los impactos en los mercados de energía.

El requisito principal de la FERC es que cualquier contrato de este tipo debe evitar el “doble cómputo” de los ingresos del mercado y la recuperación de las tasas. La FERC no respalda un método en particular, pero señala en general que “acreditar los ingresos del mercado a los contribuyentes basados en costos es una solución posible” y podría adoptar diferentes formas (por ejemplo, como parte del cálculo de la tasa de desempeño aprobada o de forma continua y



## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

dependiendo de la cantidad de recuperación de costos que se busque a través de tarifas basadas en costos).

En sus documentos de partes interesadas más recientes, y reflejando la declaración de política de FERC y otras propuestas anteriores, CAISO (2018) ha identificado cuatro opciones para cómo la recuperación de tasas podría mezclarse con los ingresos del mercado (extraído directamente):

1. Total recuperación de costos basada en el costo del servicio con la acreditación completa del mercado de energía al contribuyente;
2. Parcial recuperación de costos basada en el costo del servicio y el proyecto de almacenamiento retiene los ingresos del mercado de energía;
3. Total recuperación del costo del servicio con la participación parcial en los ingresos del mercado entre el propietario y el contribuyente; y
4. Recuperación parcial del costo del servicio con la participación parcial en los ingresos del mercado entre el propietario y el contribuyente.

### **Impacto de los proyectos de almacenamiento en los mercados energéticos**

En todas las regiones, se reconoce que si el almacenamiento se opera solo para aplicaciones de T&D, y en proyectos con múltiples usos, tendrá un impacto en los mercados de energía. Estos impactos claramente serán más significativos a medida que aumente la escala de tales proyectos de almacenamiento. Diferentes reguladores y regiones en los Estados Unidos han tomado diferentes posturas sobre este tema, en parte reflejando el papel de los mercados de energía en guiar la inversión en esas regiones.

#### ***Perspectiva de la FERC***

En su declaración de política (FERC, 2017), FERC adoptó una opinión muy general sobre esta cuestión, reflejando que tiene jurisdicción tanto sobre los Estados con mercados de energía reestructurados como sobre aquellos que permanecen en gran medida integrados verticalmente. FERC señala que muchos activos del sistema eléctrico que participan en los mercados mayoristas pueden tener combinaciones similares de ingresos regulados y basados en el mercado. FERC considera que, en principio, los activos que obtienen recuperación de costos deben poder participar en los mercados. Sin embargo, la FERC permitirá a los ISO evaluar estos impactos individualmente.

#### ***Perspectiva de Texas***

A diferencia de la FERC, la PUCT ha mostrado una preocupación mucho mayor por el impacto de tales proyectos en los mercados energéticos, particularmente porque el mercado ERCOT no incluye pagos de capacidad. En 2018, la PUCT comenzó una reglamentación para abordar el uso de tecnologías no tradicionales en el servicio de suministro eléctrico (Proyecto No. 48023) que estableció las diferentes opiniones de las partes interesadas y solicitó la consideración legislativa. Un problema importante es que a medida que estos tipos de proyectos de almacenamiento aumentan de escala, incluso si se operan solo para servicios de T&D, su impacto en los precios

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

del mercado energético distorsionará los incentivos para el ingreso a generación. La legislación actual limita estrictamente la cantidad de tales proyectos.

### **Evaluación e implementación del proyecto hasta la fecha**

Hay una serie de estudios de investigación, proyectos piloto, planificación de T&D de servicios públicos y estudios de modernización de la red, y estudios de planificación de transmisión ISO que pueden usarse como referencias, aunque las conclusiones aún varían en estos estudios y por región. Esta revisión no es exhaustiva.

Chang *et al.* (2015) estimaron que podría haber hasta 580 MW de capacidad de almacenamiento utilizada para el aplazamiento de distribución de “alto valor” en ERCOT. Cuando se agrega a los ingresos del mercado mayorista, el valor conjunto podría resultar en varios GW de proyectos potenciales. Sin embargo, como se señaló anteriormente, el regulador estatal ha presentado barreras para tales proyectos.

Un número creciente de empresas de servicios públicos en los Estados Unidos están proporcionando una revisión cuantitativa de este tipo de proyectos en la planificación de su sistema de transmisión y distribución. Estos incluyen las empresas de servicios públicos propiedad de inversores en los siguientes Estados (con los años que indican cuándo presentaron planes de recursos de distribución que incluían alternativas sin cables): Hawái (2014), California (2015), Nueva York (2016, 2018) y Nevada (2019).

En Nueva York, el proyecto consolidado Edison “*Brooklyn / Queens Demand Management (BQDM)*” es uno de los proyectos alternativos sin cables más grandes y complicados implementados hasta la fecha. El almacenamiento de energía es solo un pequeño componente de los recursos distribuidos adquiridos para el aplazamiento de la distribución. Las empresas de servicios públicos de Nueva York también han presentado individual y conjuntamente métodos y selección de alternativas no electrónicas (por ejemplo, Joint Utilities, 2017). En California, el Piloto de Recursos Preferidos (*Preferred Resources Pilot, PRP*) de Edison de California del Sur es un extenso proyecto de aplazamiento de infraestructura con varias rondas de RFO, que incorpora almacenamiento.

No todas las empresas de servicios públicos están identificando amplias oportunidades de aplazamiento. En su plan de recursos de distribución de 2019, las empresas de servicios de energía de NV (Nevada) descubrieron que desde 2020 hasta 2025 solo una pequeña instalación BESS de 400 kW era un componente de una alternativa rentable sin cables para una actualización de distribución, y que no había oportunidades rentables para el aplazamiento de la actualización de la transmisión. Brattle Group (2018) identificó un conjunto más grande de proyectos potenciales en Nevada.

Los ISO de EE. UU. también han publicado algunos análisis sobre el almacenamiento como un activo de transmisión. CAISO tiene más experiencia que la mayoría de las ISO con almacenamiento como activo de transmisión, después de haber estudiado un proyecto de almacenamiento por bombeo y 27 propuestas de almacenamiento de batería, hasta la fecha, con

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

2 proyectos de batería aprobados en el plan de transmisión 2017-2018 (estos proyectos serán solo activos de transmisión).

### **Conclusiones y recomendaciones**

El almacenamiento de energía en múltiples usos es una aplicación viable, que se está evaluando y, en algunos casos, implementado en muchas regiones. Los resultados iniciales enfatizan que se trata de proyectos muy complicados, que necesitan equilibrar el objetivo del máximo valor económico frente a las limitaciones de las reglas y procedimientos del mercado, el *software* y los requisitos contractuales / reglamentarios.

Para Colombia, algunas lecciones aprendidas incluyen la necesidad de establecer reglas regulatorias integrales para tales proyectos y construir escenarios sobre futuras reformas de diseño de mercado en la valoración de proyectos.

### **Referencias**

Brattle Group. (2018). The Economic Potential for Energy Storage in Nevada. Recuperado de

<http://energy.nv.gov/uploadedFiles/energynvgov/content/Home/Features/2018.10.15%20Nevada%20Energy%20Storage%20Presentation.pdf>

California ISO (CAISO). (2018). Stakeholder process - Storage as a Transmission Asset.

Recuperado de: <http://www.caiso.com/StakeholderProcesses/Storage-as-a-transmission-asset>

California Public Utilities Commission (CPUC). (2018). *Decision on Multiple-Use Application Issues, Rulemaking 15 03 011, Decision 18-01-003, Issued January 17, 2018*. Recuperado de <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M206/K462/206462341.pdf>

California Public Utilities Commission (CPUC). Webpage for Distribution Resources Planning.

Recuperado de <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5071>

Chang, J., *et al.* (2015). "The Value of Distributed Electricity Storage in Texas: Proposed Policy for Enabling Grid-Integrated Storage Investments." *Brattle Group*, 2015.

Consolidated Edison. (2014). "Petition of Consolidated Edison Company of New York, Inc. for Approval of Brooklyn Queens Demand Management Program," *In front of the State of New York Public Service Commission, July 14 2014*. Recuperado de

<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7bB2051869-3A4A-4A7D-BB24-D83835E2026F%7d>.

## *Foco 1 - Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (2017). *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery*. Recuperado de

<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2017/011917/E-2.pdf>

Hawaiian Electric Companies. (2014). *Distributed Generation Interconnection Plan*. Recuperado de

[http://files.hawaii.gov/puc/4\\_Book%201%20%28transmittal%20ltr\\_DGIP\\_Attachments%20A-1%20to%20A-5%29.pdf](http://files.hawaii.gov/puc/4_Book%201%20%28transmittal%20ltr_DGIP_Attachments%20A-1%20to%20A-5%29.pdf)

Joint Utilities (New York). (2017). *Joint Utilities' Supplemental Information on the Non-Wires Alternatives Identification and Sourcing Process and Notification Practices*. Recuperado de

<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=14-m-0101&submit=Search+by+Case+Number>.

Midcontinent ISO (MISO). Stakeholder process-Storage as a Reliability Transmission Asset.

Recuperado de <https://www.misoenergy.org/stakeholder-engagement/issue-tracking/energy-storage-as-transmission-reliability-asset/>

New York Department of Public Service. New York REV Proceeding Documents. Recuperado de:

<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7b0B599D87-445B-4197-9815-24C27623A6A0%7d>.

NV Energy. (2019). *Distributed Resources Plan, April 2019*. Recuperado de

[http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS\\_2015\\_THRU\\_PRESENT/2019-4/37375.pdf](http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AxImages/DOCKETS_2015_THRU_PRESENT/2019-4/37375.pdf).

Public Utilities Commission of Texas (PUCT). Order on the AEP application. Recuperado de

[http://interchange.puc.texas.gov/Documents/46368\\_166\\_970157.PDF](http://interchange.puc.texas.gov/Documents/46368_166_970157.PDF)

Public Utilities Commission of Texas (PUCT). Project No. 48023. Recuperado de

<http://interchange.puc.texas.gov/Search/Filings?ControlNumber=48023>

Southern California Edison (SCE). Preferred Resources Pilot (PRP). Recuperado de

<https://www.sce.com/>

---

<sup>i</sup> **Nota:** Las citas originales, en inglés, fueron así por el equipo del Foco 1 en la versión en inglés de este documento. Se traducen aquí al español por el equipo del MME.