

Bogotá D.C, 15 de Febrero 2023

Doctor
JOSE FERNANDO PRADA
Director Ejecutivo
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
Ciudad

Asunto: Comentarios a las propuestas contenidas en la Resolución CREG 143 de 2021 sobre modernización del Mercado de Energía Mayorista (MEM)

Respetado Doctor Prada:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) pone a consideración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG-, algunas observaciones generales frente a las propuestas contenidas en la Resolución CREG 143 de 2021.

En primer lugar, agradecemos con el desarrollo regulatorio planteado por la Comisión frente a propuestas de modernización del mercado de energía asociadas al desarrollo del mercado de corto plazo y los servicios complementarios, lo cual, es adecuado acorde a lo planteado por ANDEG en la Comunicación ANDEG-052-2021¹, en el contexto de contribuir al desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada), y por su parte, la regulación económica de los servicios complementarios permitirá asegurar la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica en el contexto de la transición energética, y en especial, con la incorporación gradual de recursos de generación de carácter intermitente.

Consideramos que avanzar en el desarrollo de la regulación económica del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios es fundamental para enfrentar los retos de la transición energética en el contexto de la modernización

¹ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/09/052-2021-Desarrollo-regulatorio-del-mercado-de-corto-plazo-y-de-servicios-complementarios-y-profundidad-del-mercado.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

del mercado eléctrico del país, cuya necesidad ha sido planteada por nuestra Asociación desde hace 10 años, con lo que esperamos que una vez se revisen los aspectos propuestos por los agentes del sector respecto a la Resolución CREG 143 de 2021, se concrete avanzar en esta materia, acorde a los objetivos de eficiencia económica, adaptabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico del país.

De hecho, recientemente se han abierto nuevas conversaciones por parte de los entes reguladores, como por ejemplo la Comisión Federal de Regulación de Energía de Estados Unidos (FERC, por su nombre en inglés) sobre las reformas necesarias para abordar las necesidades cambiantes de los sistemas de potencia. Menciona la FERC, que hay un consenso en la industria sobre la necesidad de una contar con una mayor flexibilidad operacional del portafolio de recursos en los mercados organizados y de señales de precios adecuadas para incentivar y asegurar la oferta de energía y servicios auxiliares que incrementen la flexibilidad disponible en el sistema, tal como se detalla a continuación²,

Although the full nature and timing of those reforms are still under discussion, there is broad industry consensus that RTOs/ISOs will need more operational flexibility from resources to reliably serve loads as the resource mix evolves to include more weather dependent variable energy resources (VERs) and loads change due to weather-dependent distributed energy resources, electrification and other factors.

Responding to these changing system needs involves several RTO/ISO market design considerations, including how to provide appropriate price signals that both reflect operational needs and incent resources to submit energy and ancillary services supply offers that increase the operational flexibility available on the system, and also encourage efficient investment and retirement decisions.

Agrega la FERC que mientras los recursos energéticos variables (VERs) no sean despachables y se prevean cambios en la demanda por efecto del despliegue recursos energéticos distribuidos, electrificación y respuesta de la demanda, dichas condiciones crearan escenarios operativos diferentes a los que los RTOs/ISO han enfrentado en el pasado³,

..., unless and until an adequate proportion of VERs are deployed or paired with storage or other technology that enables them to be dispatchable in both directions, a portion of current VER resources' output will be largely

² Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. AD21-10-000. September 2021. Pag. 3.

³ FERC (September 2021). Pag. 7.

unable to respond to dispatch, or only able to respond to dispatch to a limited extent due to their weather dependance. Additionally, customer electric loads are expected to change in the future due to the increased deployment of distributed energy resources, electrification, and more price-responsive demand. Together, these developments are expected to introduce new uncertainties and thus create different operating conditions that RTO/ISO operators have not faced in the past.

Teniendo en consideración el marco de referencia anterior, en particular, la evidente necesidad de contar con una mayor flexibilidad operacional de los recursos energéticos y así del sistema eléctrico, ANDEG plantea las siguientes observaciones a la Resolución CREG 143 de 2021. Al respecto, señalamos que los comentarios de ANDEG toman como referencia los resultados de la Consultoría Comentarios Resolución CREG 143 de 2021- Modernización del Mercado de Energía Mayorista- llevada a cabo por la firma PSKEnergy, cuyo contenido del informe y recomendaciones se anexa a esta comunicación.

Como primera medida, desde ANDEG vemos conveniente que el desarrollo regulatorio por parte de la CREG en lo relacionado con la modernización del mercado considere los análisis y recomendaciones del Operador del Mercado, en materia de flexibilidad en el SIN⁴, en donde se presenta, por ejemplo, la necesidad de prestación del servicio de AGC en el mediano plazo, con requerimientos de reserva de AGC superiores a los 1100 MW, lo que implica considerar "*las rampas de demanda neta, las rampas de cambios de programa, las rampas de desviaciones de generación y demanda, el disparo de la unidad más grande y las políticas operativas del país (despachos horarios)*". De esta manera, XM recomienda asegurar la flexibilidad por potencia ante incrementos en la magnitud y duración de las rampas de demanda neta, los desbalances intra – horarios, las desviaciones y los requerimientos de reservas de regulación, desde la perspectiva de incluir nuevos elementos regulatorios y tecnológicos de coordinación operativa para mantener el balance entre la carga y la generación, por lo que se debe tener en cuenta (XM, noviembre 2022):

- *Acercar las declaraciones de disponibilidad de la generación y la demanda a la operación real del sistema.*
- *Flexibilizar el despacho horario, con una menor granularidad (5 minutos).*

⁴ https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/flexibilidad_2022_cno_-_20221202.pdf

- *Menores tiempos de coordinación operativa para subir o bajar generación, mediante consignas de potencia enviadas digitalmente a los agentes para su implementación.*
- *Incentivos regulatorios para que la demanda y la generación ajusten sus expectativas de producción y consumo.*
- *Incentivos regulatorios para mejorar la observabilidad del sistema (carga y generación) así como la calidad de las medidas disponibles en la operación real.*

En el contexto anterior, resaltamos la importancia de ponderar en el nuevo esquema de operación del mercado a construir, la posibilidad que el servicio de AGC sea prestado por diferentes tecnologías de generación, en el marco de la eficiencia energética, la flexibilidad del sistema, y la diversificación de las fuentes de suministro.

La CREG en la propuesta realizada en la Resolución CREG 143 de 2021, mantiene el modelo de power pool que se implementó mediante la Resolución CREG 051 de 2009, para el mercado del día siguiente (day-ahead market), en la medida que se mantiene, los pagos complementarios asociados a los costos de arranque y parada. Previo a la regulación de 2009, la oferta de precio de los agentes de mercado, incluía una valoración de costos y riesgos del agente, y no existía un esquema de pagos complementarios, por lo que podría inferirse que el mercado estaba diseñado como un power exchange. Sin embargo, la incorporación de nuevos recursos intermitentes en los sistemas eléctricos, revelan la importancia de contar con mayor flexibilidad en los formatos de ofertas.

Así las cosas, si el mercado busca promover la flexibilidad en el nuevo diseño de mercado es necesario tener formatos de oferta que justamente satisfagan dicho propósito. La experiencia internacional resalta que los modelos de optimización del despacho deben ajustarse a las características técnicas de las plantas, de manera tal que se explote eficientemente el rango de atributos que tienen y remunerar a estas por sus condiciones.

Por lo anterior se recomienda:

- a. Formatos de oferta que incluya al menos 10 segmentos de pares precio-cantidad para cada hora en el mercado del día antes.
- b. De la experiencia del CAISO, es evidente que hay limitaciones computacionales para incorporar más de 10 configuraciones en el modelo de optimización del despacho. Por lo anterior, es importante que la CREG en el proceso de modernización del mercado, y a partir de la experiencia práctica, defina un modelamiento de las plantas con múltiples modos de

operación (como las plantas de ciclo combinado) que permita aprovechar y remunerar la flexibilidad inherente que tienen con dos alternativas:

- i. Analizar la adopción del modelo de pseudo-planta adoptado por CAISO, incorporando ofertas diarias por configuraciones que incluyan
 - Curva de precios de 10 segmentos de pares precio-cantidad
 - Costo de arranque y parada por configuración
 - Matriz de costos de transición entre configuraciones
 - ii. O, la adopción de un esquema de ofertas complejas como el existente en EPEX Spot.
- c. Finalmente, se recomienda que la CREG incorpore en el análisis la capacidad del operador del mercado para implementar los modelos de despacho que aseguren neutralidad y eficiencia. En particular, a partir de la amplia experiencia internacional que evidencia los beneficios de ajustar los modelos de despacho a las características de las plantas y no al contrario. En ese sentido, la CREG podría adoptar conferencias técnicas donde se discuta oportunidades de mejora en la eficiencia del mercado y la planeación de recursos, por mejores soluciones analíticas y de software, como lo viene realizando la FERC desde 2010⁵.

1. Sobre los mercados intradiarios

Los mercados intradiarios, que operan en diseños de mercado tipo Exchange, son equivalentes a los mercados en tiempo real que operan en diseños de mercado tipo Pool. Su propósito es ofrecer oportunidades a los participantes del mercado de balancear las desviaciones en operación asignadas en el mercado del día antes.

El mercado intradiario es un submercado que busca la gestión de los desbalances en el día de operación. No es clara de la propuesta porque se define un mercado intradiario con tres ventanas transaccionales y no un mercado continuo como es la práctica internacional. De hecho, los mercados intradiarios son equivalentes a los mercados de tiempo real, en el contexto de una arquitectura de power exchange, dadas las características institucionales de los mismos. Así las cosas, la selección de un mercado intradiario y no un mercado en tiempo real, es menos que evidente dada la característica de power pool del mercado colombiano.

La práctica internacional indica que los mercados intradiarios operan hasta al menos 60 minutos antes de la hora de operación, como es el caso de EPEX Spot. En los mercados en tiempo real, como el de CAISO, el mercado en tiempo real cierra 75 minutos antes del inicio del trading-hour, pero aun así existen ofertas

⁵ Ver más en: Federal Energy Regulatory Commission. Improving Market and Planning Efficiency through Improved Software. Docket No. AD10-12.

para la programación de 1-hora antes, 15-minutos y 5-minutos que aumenta la flexibilidad para realizar ajustes en el balance de recursos. Eso sin contar que CAISO, por ejemplo, tiene un *Flexible Ramping Product*, que opera en el mercado de 15-minutos y 5-minutos para asegurar el seguimiento de la demanda neta del sistema y no utilizar los servicios auxiliares para este fin.

Por lo anterior, se propone evaluar dos alternativas sobre la propuesta planteada por la CREG:

- a. Ajustar la propuesta a un mercado intradiario continuo, que permita ajustes de posiciones del mercado del día antes, hasta 60 minutos antes del despacho en tiempo real. O en su defecto,
- b. Ajustar la propuesta a un mercado en tiempo real, coherente con el diseño *power pool* del mercado colombiano, con ajuste a las ofertas del mercado del día antes de acuerdo a las mejores prácticas en diseño de mercados. Durante un periodo de transición, la CREG podría considerar evaluar mercados intradiarios continuos con bloque de 6 a 8 horas a fin de reducir riesgo y articular con los periodos de nominación y renominación del sector gas para contribuir a la gestión de redespachos.

Así las cosas, se recomienda que la CREG complemente la propuesta con mejoras en el mercado de gas natural, para una mejor coordinación entre ambos sectores. Se propone:

- i. Fortalecer la herramienta del RUT Gas contenido en el Gestor del Mercado de Gas Natural de tal manera que presente información en tiempo real de la infraestructura de gas natural, útil tanto para el operador del mercado de energía eléctrica como para los agentes del mercado eléctrico. Esta propuesta toma la experiencia de la FERC sobre el análisis de interdependencia del sector eléctrico y de gas natural y cuyo resultado quedo plasmado en la Orden No. 787 de 2013, donde se establece lo siguiente:

"...to provide explicit authority to interstate natural gas pipelines and public utilities that own, operate, or control facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce to share non-public, operational information with each other for the purpose of promoting reliable service or operational planning on either the public utility's or pipeline's system."

- ii. Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural presentó una propuesta de *Interdealer Broker* para profundizar la liquidez del mercado secundario y de otras transacciones del mercado mayorista. Esta plataforma, voluntaria, podría servir como instrumento para centralizar y aumentar la liquidez de este

mercado. Lo anterior, acorde con el esquema de promotor de mercado que señala la Resolución CREG 89 de 2013, con el fin de estimular la liquidez del mercado.

2. Sobre el mercado de servicios auxiliares o complementarios

Del actual análisis realizado por la FERC sobre los mercados organizados de Estados Unidos se puede inferir que los efectos de la demanda neta en la operación de los sistemas requerirán nuevos productos de servicios complementarios y una valoración que refleje el costo de oportunidad de estos.

En este sentido se propone que:

- a. Los servicios complementarios propuestos son el estándar implementado en los mercados de Estados Unidos, por ejemplo, donde su aplicación ya está quedando insuficiente. Se recomienda a la CREG, que se revise nuevos productos a la luz de las discusiones vigentes en otros mercados, con el fin de complementar lo propuesto en la Resolución de consulta y crear productos que reduzcan la discrecionalidad del operador del mercado en la gestión de la confiabilidad del sistema.
- b. Por lo anterior, se recomienda que sea la CREG y no el operador del mercado quien realice el análisis de creación de productos de servicios complementarios de la mano con la industria. En otros mercados, los ISOs/RTOs proponen reglas al regulador, pero dichas propuestas tienen un robusto proceso de discusión con los *stakeholders*, que deben respaldar la propuesta al menos con el 75% de acuerdo e incluso consensos superiores. Ese proceso no existe en Colombia.
- c. Los productos adicionales pueden ser *fast-ramping capability*, *reliability capacity up and down*, entre otros.
- d. Es relevante un cambio en la forma de valoración de los servicios auxiliares o complementarios a partir de costos de oportunidad. En la actual discusión abierta por la FERC para la modernización de los mercados organizados, existe un consenso sobre la necesidad de ajustar, por ejemplo, la curva de demanda de reservas operativas (ORDC, por su nombre en inglés) que opera en todos los mercados organizados, para asegurar que revele las condiciones de escasez e incentive la oferta de energía y servicios auxiliares por parte de los recursos existentes en el mercado. Esto adicionalmente incentiva las inversiones necesarias para aumentar la flexibilidad de los recursos y así del sistema.

Los servicios complementarios en general son estándar en los mercados tanto Pool como Exchange. Sin embargo, la valoración de los servicios han sido el tema central de las discusiones de reforma recientes. En particular, la FERC en la reciente discusión de modernización de los mercados organizados ha llamado la atención sobre la formación de tarifas justas y razonables. Un elemento fundamental en la discusión es la existencia de precios de escasez que revelen

la escasez de oferta de capacidad de los servicios complementarios. La propuesta de remuneración de los servicios complementarios basada en costos de las plantas de generación térmica dista de la práctica de asignar precios incentivo para la prestación de estos servicios.

Con lo anterior, consideramos que la Resolución CREG 034 de 2001 no puede ser referente para definir la remuneración de los servicios complementarios (esquema de mercado- precio de oferta), y de esta forma, sugerimos al Regulador que considere evaluar un esquema adecuado de incentivos para participación (indisponibilidad).

De otro lado, observamos que lo planteado en la Resolución CREG 101028 de 2022 sobre modificar el esquema de oferta de precios de plantas térmicas de ciclo combinado “por cada configuración que esté disponible para la operación” debe abordarse en el marco del diseño de mercado de corto plazo y del desarrollo de los servicios complementarios que se plantea en la Resolución CREG 143 de 2021, incluyendo esquemas de multiplicidad de ofertas, acorde a la modernización del mercado eléctrico en el contexto de la transición energética, en un contexto de asegurar la sostenibilidad de las plantas de generación que prestan el servicio de confiabilidad en el SIN.

Finalmente, si bien la propuesta de Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 plantean que “se realizará una revisión del mercado eléctrico colombiano”, consideramos adecuado que el Regulador precise cómo se integra el esquema de modernización de mercado planteado en la Resolución CREG 143 de 2021 en el marco de la propuesta del Gobierno Nacional sobre “transición energética justa”.

Por su parte, consideramos que el proceso de preparación y “marcha blanca” que se plantea en la aplicación del Reglamento contenido en la Resolución CREG 143 de 2021 debe contar la participación de los agentes del mercado eléctrico, en el marco de análisis beneficio/costo, y por lo tanto, en el contexto de construir un marco normativo que:

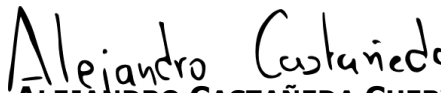
- 1) incentive el esquema de contratos y gestión de coberturas,
- 2) se defina un mecanismo adecuado de pago por desviaciones en el marco de esquemas de incentivos,
- 3) se defina modelos de liquidación y recaudo en donde no haya traslape ni interferencia con otros bloques del mercado, caso del esquema del Cargo por Confiabilidad,

- 4) se evalúe un esquema de transición para determinar el nivel, participación y liquidación de plantas menores en el nuevo contexto de mercado, acorde con el aporte de energía media al sistema por parte de estas tecnologías,
- 5) se asegure un mercado completo que contribuya a una transición energética justa, segura y gradual.

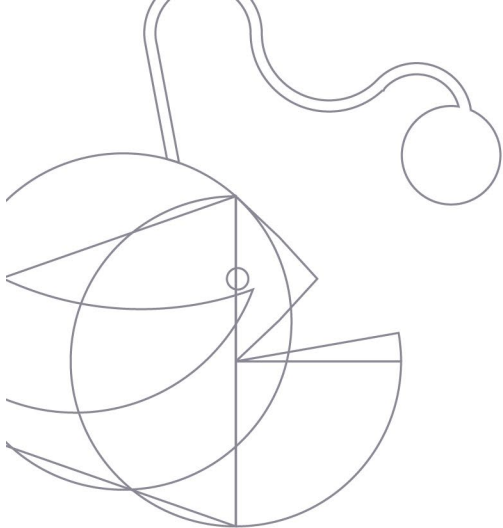
Por último, solicitamos una cita presencial con la Comisión para exponer las propuestas contenidas en los comentarios de la Asociación acerca de la Resolución CREG 143 de 2021.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo

Anexo: Estudio PsKEnergy sobre Resolución CREG 143 de 2021



Bogotá D.C. Febrero 15 de 2023

Alejandro Castañeda
Director Ejecutivo
Asociación Nacional de Empresas Generadoras
Bogotá

Asunto: Documento Comentario Resolución CREG 143 de 2021

Estimado Alejandro,

Adjunto a esta comunicación enviamos la versión final del documento del asunto.

Cordialmente,

Andrés Pesca
Director

**Comentarios Resolución CREG 143 de 2021
Modernización del Mercado de Energía
Mayorista**

**Preparado para:
Asociación Nacional de Empresas Generadoras
ANDEG**

Febrero de 2023



Tabla de contenido

1	Introducción	4
2	Reglas de formación de precio y formatos de oferta	7
2.1	Comparación de formatos de curva de ofertas: California ISO, PJM Interconnection, EPEX Spot	8
2.1.1	Los mercados organizados de California ISO y PJM Interconnection	8
2.1.2	EPEX Spot	13
2.2	El caso de los ciclos combinados: el caso de California ISO	18
2.3	Propuesta	27
3	Mercados intradiarios y mercados en tiempo real	28
3.1	Propuesta Resolución CREG 143 de 2021	28
3.2	Cuál es el objeto de los mercados intradiarios en los mercados de energía mayorista	29
3.3	Caso de funcionamiento: EPEX Spot	30
3.4	Comparación mercados intradiarios vs. mercados en tiempo real	32
3.5	Propuesta	36
4	Mercado de servicios auxiliares o complementarios	37
4.1	Propuesta Resolución CREG 143 de 2021	37
4.2	Comparación de definiciones en Europa y Estados Unidos y productos en los ISOs/RTOs	38
4.3	Experiencia internacional de mercados de servicios auxiliares: discusión FERC sobre modernización de los mercados organizados de energía eléctrica	39
4.4	Propuesta	43
5	Conclusiones	44

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Arquitectura Mercado de Energía Mayorista	5
Ilustración 2 Mapa Institucional de Funcionamiento de EPEX Spot	14
Ilustración 3 Bloque Clásico	15
Ilustración 4 Bloque Definido por el Usuario	15
Ilustración 5 Linked Block Orders	16
Ilustración 6 Exclusive Block Orders	17

Índice de Tablas

Tabla 1 Estructura de Oferta Multi-Parte en RTOs & ISOs	9
Tabla 2 Comparación Formato de Ofertas en California ISO y PJM – Información Financiera	12
Tabla 3 Comparación Formato de Ofertas en California ISO y PJM - Información Operativa	12
Tabla 4 Sesiones Intradiarias Resolución CREG 143 de 2021	29
Tabla 5 Cierre de sesiones de negociación en el mercado continuo intradiario	31
Tabla 6 Características y remuneración de RPF, RSF, RTF	38

1 Introducción

La arquitectura¹ de un mercado es el mapa de los sub – mercados que lo componen². Los sub – mercados de un mercado mayorista de energía eléctrica incluyen mercados spot, mercados forward y mercados de servicios complementarios.

Los vínculos entre sub – mercados pueden derivarse por una relación implícita de precio, causada por oportunidades de arbitraje o, por reglas explícitas que ligan derechos comprados en un sub – mercado y que son utilizados en otro sub – mercado. Las reglas y arquitectura de un mercado determinan el sistema de transacciones, el esquema de intervención para el cierre de posiciones de los participantes del mercado cuando hay eventos que amenacen la confiabilidad del sistema y, la convergencia de precios al nivel competitivo.

De acuerdo con Steven Stoft³ la compraventa (*trading*) de energía eléctrica para la hora h del día d en el mes m del año a , comienza al menos con un año de anterioridad y finaliza el día anterior a la operación del mercado en tiempo real. Para la realización de transacciones previas a la operación real del sistema se requiere de una secuencia de mercados forward cuyo rango de negociaciones incluye desde la transacción de contratos de largo plazo no estandarizados hasta las operaciones realizadas en el mercado del día siguiente y de mercados de la hora siguiente. Excepto por el mercado en tiempo real, todos los mercados previos a la operación del sistema son mercados financieros, en el sentido que la entrega de la energía es opcional y la única obligación real del vendedor es financiera. El mercado en tiempo real⁴ es físico y todas las transacciones están asociadas a flujos de energía despachada en el sistema.

En la Ilustración 1 se presenta el mapa de submercados dentro de la arquitectura de los mercados de energía mayorista que operan en Estados Unidos, Europa y con la propuesta contenida en la Resolución CREG 143 de 2021, potencialmente la del mercado colombiano.

¹ Entendemos el concepto de arquitectura de Mercado en el mismo sentido que Robert Wilson lo plantea en el artículo *Architecture of Power Markets (Econometrica, vol. 70, No. 4, July 2002, 1299 – 1340)*: “I intend my title to convey its double meaning – architecture as a description of the main structural features of a market, and architecture as the professional discipline that designs those features using a body of theory and practical skills.”

² Stoft, Steven. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press Wiley Interscience, 2002

³ Stoft, Ídem

⁴ Robert Wilson en el artículo *Architecture of Power Markets* hace explícito el carácter de esquema de balance del mercado en tiempo – real o *spot*, “There can be only one spot market for energy, the real – time “balancing market” conducted continuously by the system operator as an integral part of its management of transmission. The spot market is just the first in a cascade of options to balance energy flows and maintain reliability. Offers to adjust energy generation or load are invoked first (thereby altering the spot price), then a hierarchy of reserves ordered by response rates, and finally directives. Exclusive responsibility for technical control of system stability accounts for the operator’s unique role in managing the spot market, and precludes competition from other market – makers.” Ver más en: Wilson, Robert. *Architecture of Power Markets*. *Econometrica*, Vol. 70, No. 4, (Jul., 2002), pp. 1299 – 1340.

Ilustración 1 Arquitectura Mercado de Energía Mayorista



Fuente: Agencia Internacional de Energía – Repowering Markets

Sin embargo, recientemente se han abierto nuevas conversaciones por parte de los entes reguladores, como por ejemplo la Comisión Federal de Regulación de Energía de Estados Unidos (FERC, por su nombre en inglés) sobre las reformas necesarias para abordar las necesidades cambiantes de los sistemas de potencia. Menciona la FERC, que hay un consenso en la industria sobre la necesidad de una contar con una mayor flexibilidad operacional del portafolio de recursos en los mercados organizados y de señales de precios adecuadas para incentivar y asegurar la oferta de energía y servicios auxiliares que incremente la flexibilidad disponible en el sistema, tal como se detalla a continuación⁵,

Although the full nature and timing of those reforms are still under discussion, there is broad industry consensus that RTOs/ISOs will need more operational flexibility from resources to reliably serve loads as the resource mix evolves to include more weather dependent variable energy resources (VERs) and loads change due to weather-dependent distributed energy resources, electrification and other factors.

Responding to these changing system needs involves several RTO/ISO market design considerations, including how to provide appropriate price signals that both reflect operational needs and incent resources to submit energy and ancillary services supply offers that increase the operational flexibility available on the system, and also encourage efficient investment and retirement decisions.

Agrega la FERC que mientras los recursos energéticos variables (VERs) no sean despachables y se prevean cambios en la demanda por efecto del despliegue recursos energéticos distribuidos, electrificación y respuesta de la demanda, dichas condiciones crearan escenarios operativos diferentes a los que los RTOs/ISO han enfrentado en el pasado⁶,

⁵ Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. AD21-10-000. September 2021. Pag. 3.

⁶ FERC (September 2021). Pag. 7.

..., unless and until an adequate proportion of VERs are deployed or paired with storage or other technology that enables them to be dispatchable in both directions, a portion of current VER resources' output will be largely unable to respond to dispatch, or only able to respond to dispatch to a limited extent due to their weather dependance. Additionally, customer electric loads are expected to change in the future due to the increased deployment of distributed energy resources, electrification, and more price-responsive demand. Together, these developments are expected to introduce new uncertainties and thus create different operating conditions that RTO/ISO operators have not faced in the past.

Teniendo en consideración el marco de referencia anterior, en particular, la evidente necesidad de contar con una mayor flexibilidad operacional de los recursos energéticos y así del sistema, ha sido la base sobre la cual se ha realizado el análisis del proyecto de Resolución CREG 143 de 2021.

El documento tiene tres secciones en los que se aborda el estudio de la propuesta. En la sección 2 del documento, se realiza un análisis sobre las diferencias en los arquetipos de reglas de mercado, es decir, entre *power pools* y *power exchanges*, y el efecto de los mismos en los formatos de oferta y la formación de precios de mercado. La adopción de *power pools* y *power exchanges*, se ha dado respectivamente en los mercados organizados de Estados Unidos y Europa por lo que se explorará los mercados de California ISO, PJM Interconnection y EPEX Spot. Adicionalmente, por las características de *power pool* del mercado del día siguiente propuesto por la CREG, se presentará la funcionalidad que aplica a los recursos de generación multi-estado, por ejemplo las plantas de generación de ciclo combinado, en el mercado de California ISO. Con base en el contexto anterior, se presentará propuestas alrededor de los formatos de oferta y medidas complementarias para aprovechar y remunerar la flexibilidad inherente de los recursos de mercado y así tener despachos más eficientes.

En la sección 3, se realizará un análisis de las sesiones de mercado intradiario propuesto por la CREG. Para tal fin, se hará una revisión del papel de los mercados intradiarios dentro de la arquitectura de los *power exchange* europeos y en particular se presentará el funcionamiento de los mercados intradiarios que operan en EPEX Spot. Con este contexto, se realizará un ejercicio de comparación de los mercados intradiarios y el papel de los mercados en tiempo real propio de los *power pool*, revisando los objetivos e instrumentos de administración del mercado en tiempo real de California ISO. Tomando este marco de referencia se realizará propuestas alrededor de las sesiones de mercado intradiario propuestos y cambio frente al enfoque de la Resolución CREG 143 de 2021.

Finalmente, en la sección 4, se realizará una comparación internacional sobre los la propuesta de mercados complementarios o auxiliares, con el fin de realizar

Los mercados organizados de corto plazo, ayudan a los participantes a gestionar sus riesgos, pero sirven principalmente para facilitar el emparejamiento eficiente de oferta y demanda, idealmente contribuyendo a la maximización del bienestar del mercado.⁷

Y, aunque la electricidad a menudo se define como un *commodity* (en el sentido que un MWh de electricidad es indistinguible de otro), la experiencia ha mostrado que para que los mercados de electricidad alineen las funciones de utilidad de los agentes del mercado y las limitaciones físicas que condicionan la oferta, resulta necesario incorporar cierto grado de complejidad en las ofertas y en los procedimientos de solución y compensación del mercado.

De distinta forma los mercados eléctricos en Estados Unidos y Europa, optaron por enfoques significativamente diferentes en el diseño de los formatos de oferta y las reglas de equilibrio de mercado. Mientras los mercados organizados de Estados Unidos se diseñaron como *power pools*⁸, los mercados en Europa fueron organizados como *power exchanges*^{9,10}. La diferencia principal menciona Steven Stoft¹¹, entre los dos modelos es la realización de pagos complementarios en los *power pools*, para cubrir los costos no cubiertos por el precio nominal definido en el mercado.

La CREG en la propuesta realizada en la Resolución CREG 143 de 2021, mantiene el modelo de *power pool* que se implementó mediante la Resolución CREG 051 de 2009, para el mercado del día siguiente (*day-ahead market*), en la medida que se mantiene, los pagos

⁷ Battle, Carlos, Ignacio Herrero y Pablo Rodilla. *Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. CEEPR WP 2020-013. July 2020.

⁸ "A pool is a centralized market that uses "make – whole" side payments to, in effect, pay different prices to different suppliers at the same time and location. These payments are only when an accepted supplier would lose money at its as-bid costs given the pool price. A pool can implement full nodal pricing. It typically uses multipart bids which cover all important aspects of a generator's operating costs and physical constraints, but a centralized market using two – part bids and making side payments is a pool." Stoft, Steven. *Power System Economics*. IEEE Press, 2002. Pag. 224.

⁹ "An exchange market is a centralized market that does not use side payments. At any given time and location it pays the same price to any generator selling power. It can use multiple rounds of bidding or multipart bids to determine this price and can implement full nodal pricing. Typically, its bids are much simpler than those used by pools, but a centralized market using two – part bids but not making side payments would still be an exchange." Stoft, Steven. *Power System Economics*. IEEE Press, 2002. Pag. 223.

¹⁰ "The reasons for these differences were diverse, but maybe the most relevant one was the fact that from the very beginning US markets run by Independent System Operators (ISOs) were based on a pre-existent integrated structure (the Regional Transmission Operators) who had the responsibility to determine the economic dispatch in a centralized way. Meanwhile in Europe, the market implementation was focused on prioritizing the economic dispatch (previously run independently by different utilities) in a single market supported by Power Exchanges (initially mostly national in scope and mostly non-compulsory)." Battle et al. Pag. 3.

¹¹ Stoft, Steven. *Power System Economics*. IEEE Press, 2002. Pag. 302.

complementarios asociados a los costos de arranque y parada. Previo a la regulación de 2009, la oferta de precio de los agentes de mercado, incluía una valoración de costos y riesgos del agente, y no existía un esquema de pagos complementarios, por lo que podría inferirse que el mercado estaba diseñado como un *power exchange*.

Sin embargo, la incorporación de nuevos recursos intermitentes en los sistemas eléctricos, revelan la importancia de contar con mayor flexibilidad en los formatos de ofertas. Para evidenciar lo anterior, en la sección 2.1 se realizará una comparación de los formatos de oferta de los mercados organizados de California ISO y PJM en Estados Unidos, como ejemplo equivalente de *power pools* y, de EPEXSpot en Europa, como ejemplo equivalente del modelo de *power exchange*, donde se describirá el detalle de los formatos de oferta para las plantas de generación.

Adicionalmente, en la sección 2.2 se presentará la funcionalidad de los Recursos de Generación Multi-Estado (MSGR, por su nombre en inglés) que opera en el mercado de California ISO, para modelar, despachar y remunerar las plantas de ciclo combinado. La funcionalidad creada por el California ISO, tiene como propósito esencial aprovechar y remunerar de manera eficiente la flexibilidad inherente de estos recursos y por esa vía asegurar un despacho óptimo, cada vez más necesaria con la entrada de recursos de generación variable.

Finalmente, en la sección 2.3 se realizará una propuesta para complementar lo planteado por la CREG en la Resolución CREG 143 de 2021, de acuerdo a lo evidenciado en el los mercados analizados.

2.1 Comparación de formatos de curva de ofertas: California ISO, PJM Interconnection, EPEX Spot

2.1.1 Los mercados organizados de California ISO y PJM Interconnection

En los mercados organizados de Estados Unidos como California ISO y PJM Interconnection, se utilizan formatos de oferta multi-parte, los cuales explícitamente reflejan los costos de operación de las unidades de generación, los costos de oportunidad y las restricciones técnicas de las mismas. Los ISOs/RTOs intentan representar el sistema con el mayor detalle posible en el algoritmo de solución de despacho, incluyendo las características técnicas de cada generador, aparte de todas las restricciones requeridas para asegurar la confiabilidad de la operación.

Las ofertas multi-parte están alineadas al enfoque de solución de mercado adoptado por los ISOs/RTOs que en conjunto se alinean a dos modelos de optimización, el Security Constrained Unit Commitment (SCUC) y el Despacho Económico. Estos complejos modelos permiten a los ISOs/RTOS programar de manera óptima los recursos y a la vez habilitar la competencia en el suministro de energía y servicios asociados.

En algunos casos, como se verá en la sección 2.2, se presentan parámetros adicionales para permitir que los recursos multi-estado (MSGR, por su nombre en inglés), por ejemplo, puedan remitir sus diferentes modos operativos o configuraciones y, ofertar costos de transición y las restricciones entre modos.

En la Tabla 1 se presenta la estructura de oferta típica en los mercados organizados de Estados Unidos. Las ofertas están caracterizadas por ofertas económica y técnicas. En las características económicas se identifica una curva de oferta de precio y cantidad, los costos de arranque y mínima carga.

Tabla 1 Estructura de Oferta Multi-Parte en RTOs & ISOs

Estructura de Oferta Multi-Parte en RTOs & ISOs			
Typical multi-part offer structure in ISO markets			
Operating costs		Technical Constraints	
Energy offer curve Piecewise linear or stepwise linear function, with multiple MW/Price pairs	MWh, \$/MWh	Economic Min Economic Max Ramp rate	MWh MWh MWh/hour
No-load offer	\$/hour	Min/Max run-time Min down time	hours, min hours, min
Start-up offer Available for different types of start-ups (hot/intermediate/cold)	\$	Notification time Cooling time Start-up time	hours, min hours, min hours, min

Fuente: Carlos Battle et al. Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets.

Los formatos de oferta multi-parte generan dos efectos en el diseño del mercado:

- El equilibrio del mercado se resuelve como un problema no-convexo

En los mercados de energía eléctrica la presencia de costos no convexos se manifiesta principalmente por la presencia de costos de arranque y parada así como por requerimientos mínimos de generación, que revelan presencia de economías de escala, una característica tecnológica contraria al supuesto de convexidad.¹²

O'Neil et al., concluyen que la presencia de no convexidad tiene como consecuencia la no existencia de precios que soporten un equilibrio y en consecuencia un potencial desajuste de oferta y demanda,

"It is widely noted that the presence of nonconvexities implies that there will be no linear commodity prices that will support an equilibrium (e.g., Johnson et al., 1997; Madrigal and Quintana, 2000; Hobbs et al., 2001). This lack of prices leads to a potential mismatch of supply and demand that is of concern to the engineers

¹² O'Neil et al. Efficient market: clearing prices in markets with nonconvexities, European Journal of Operational Research, 164, 2005.

responsible for maintaining system balance and stability, to the economists and market designers who are interested in promoting market efficiency, and to the market participants themselves who are worried about how steps taken to balance supply and demand might affect their outputs and revenues.”

Stoft (2002) por su parte identifica tres posibles consecuencias asociadas a la presencia de costos no convexos¹³: despacho confiable pero ineficiente, confiabilidad decreciente y riesgo financiero para los generadores

“This inefficiency can take 3 forms. Nonconvex costs can cause (1) an inefficient but reliable dispatch, (2) decreased reliability, or (3) financial risks for generators

El elemento fundamental en la resolución de la no-convexidad es que el costo marginal del sistema puede ser más bajo que el costo promedio de algunas unidades¹⁴.

- b. Por la discusión presentada en el punto anterior, los precios marginales son complementados con pagos adicionales¹⁵

Los pagos complementarios son inevitables en un mercado basado en despacho óptimo, como los explica Battle et al.,¹⁶ y generan efectos en los precios que enfrentan los participantes del mercado, así como en los incentivos de inversión,

Uplifts are unavoidable in an optimal dispatch-based market, required to support the welfare maximizing commitment and dispatch (i.e., to provide a remuneration aligned with dispatch orders). The underlying problem with uplift payments is that they create a discriminatory pricing regime, where not all agents benefit from the same prices, potentially misaligned incentives. This means price signals do not fully reflect operational costs, which can also have an effect in long-term investment decisions.

La formación de precios en los mercados organizados de Estados Unidos, recientemente, ha tenido un proceso de cambio, en el que se ha dado un distanciamiento de costos

¹³ Stoft, Ídem, Página 245.

¹⁴ “For example, a power plant may be block-loaded, meaning its minimum output constraint is equal to its maximum capacity. These units are usually fast-start gas turbines that only operate economically at full load. A block-loaded unit may be committed by the clearing algorithm but, because it cannot supply the next marginal increment of load, it cannot set marginal prices. In this case, a lower-cost unit could set the marginal cost of the system, making the market price lower than the average cost of the block-loaded unit. For this reason, marginal prices are complement

¹⁵ Los pagos complementarios son referidos en la literatura como *uplift payments*, *side-payments* o, *make-whole payments*. Tomado de: Battle, Carlos, Ignacio Herrero y Pablo Rodilla. Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. CEEPR WP 2020-013. July 2020.

¹⁶ Battle et al., (2020). Pag. 5.

marginales puros con el propósito de reducir el peso de los pagos complementarios e internalizar en lo posible todos los costos operacionales en los precios de mercado¹⁷. La metodología implementada para incorporar esta característica en la formación de precio del mercado se conoce como Relajación Entera (IR, por su nombre en inglés) e implica relajar las restricciones binarias en un proceso de formación de precio posterior a la ejecución de optimización del despacho. Cada ISO/RTO aplica algún tipo de IR, pero difieren en el tipo de plantas que pueden definir el precio del mercado.¹⁸

En la Tablas 2 y 3 se presentan la comparación de los formatos de oferta en los mercados de California ISO y PJM, tanto en el componente económico como técnico. En general, se puede indicar que coinciden en los siguientes aspectos:

- a. Oferta de costo de arranque (Start – up Cost) donde se identifica:
 - i. Tres estados: frío, tibio y caliente
 - ii. Oferta de costo para cada estado, en dólares, como función del período de enfriamiento.
- b. Oferta de costo en estado de carga mínima (unidad sincronizada a 0 MW), denominado en dólares por hora (\$/hora)
- c. Curva de oferta de energía: para cada hora del día, compuesta por hasta 10 segmentos de pares de precio (\$/MWh) y cantidad (nivel operativo en MW), monótonamente creciente.

De forma particular, en cada mercado los agentes pueden realizar ofertas basadas en costo o basadas en precio. Tanto en California ISO como en PJM los participantes del mercado pueden ofertar *Start-Up Costs* y *No Load Costs* diarios, sin embargo, deben registrar los mismos costos de manera mensual, como medida de mitigación de poder de mercado. Los costos registrados son la base de la comparación frente a los costos ofertados diarios, sin embargo, su tratamiento no está circunscrito únicamente a que estos sean similares, sino que se calculan en un rango porcentual de hasta 150%. Adicionalmente las ofertas basadas en costo deben seguir los lineamientos de las guías que tienen cada uno de los operadores de mercado.¹⁹

¹⁷ “A notable example is the “hybrid pricing” approach first implemented in 2001 by NYISO, and that is continuously updated and under review.” Battle et al., (2020). Pag. 6.

¹⁸ “In some cases (for instance, in the original NYISO hybrid pricing), only the minimum output constraint is relaxed in the pricing run, so only variable costs can impact prices; this practice is frequently called “EcoMin relaxation.” Battle et al., (2020). Pag. 6.

¹⁹ Mayor información puede encontrarse en PJM en el Manual M-15 *Cost Development Guidelines*. Para California ISO en el *Business Practice Manual for Market Instruments*.

Tabla 2 Comparación Formato de Ofertas en California ISO y PJM – Información Financiera


California ISO



Market Type

Day-Ahead Market

Day-Ahead Market

Start-Up Bid Component
Start-Up Time

The Start-Up Time is a staircase curve with up to three segments reflecting the conditions for Start-Up (Warm, Intermediate and Cold). The Start-Up Time (expressed in minutes) is expressed as a function of Cooling Time (expressed in minutes) and range from zero to infinity).

The Start-Up Bid Cost is a staircase curve with up to three segments reflecting the conditions for Start-Up (Warm, Intermediate and Cold). Start-Up Bid Cost is expressed in \$/MWh as a function of Cooling Time (in minutes) and range from zero to infinity).

Example of Start-Up Bid Component

	Cooling Time (Minutes)	Start-Up Time (Minutes)	Start-Up Bid Cost (\$)
Warm	0	800	0.500
Intermediate	240	1300	5.000
Cold	480	1800	17.500

Minimum Load Bid Component

The Minimum Load Bid component contains:

The hourly Minimum Load Bid Cost of operating the Generating Unit at Minimum Load expressed in \$/hr.

The Energy Bid Curve component contains:

An Energy Bid Curve of up to 10 segments (defined by 11 points) of Energy offer price (\$/MWh) and operating level (MW) for each of the 10 segments. The Energy Bid Curve begins at the Minimum Load level or the sum of its Self Schedules, whichever is greater, of the Generating Unit.

Example of Energy Bid Curve Component for a Generating Unit with a MW of 1000 MW

Segment	Operating Level (MW)	Energy Offer Price (\$/MWh)
1	10	40
2	100	50
3	200	60
4	300	70
5	400	80
6	500	90
7	600	100
8	700	110
9	800	120
10	900	130

Energy Bid Curve

The Energy Bid Curve must be monotonically increasing.

Separate Energy Bid Curves are submitted for each Trading hour of the Trading Day. Energy Bids are subject to the Real Time Energy Bid Cap.

In addition, supply Energy offers in excess of the Self Energy Bid Cap and the supply resources Default Energy Bid or Revised Default Energy Bid.

Generation schedules are collections of generator parameter operating limits and offer data. Generation offers may consist of startup, no-load and incremental energy offer. There are three (3) types of schedules that can be submitted:

- Cost-based schedule
- Price-based Parameter Limited Schedule (PLS)
- Price-based schedule (non-PLS)

Start-up costs can vary with the unit offline time being categorized in three unit temperature conditions: hot, intermediate, and cold.

Start-Up Cost is a dollar cost and is incurred once each time the unit operates regardless of the period of operation.

A price-based unit that chooses the cost-based option may specify the startup and no-load fees for each hour and update those values in Real-time.

A price-based unit that chooses the price-based option is able to change the startup and no-load fees twice a year.

No Load Cost

No Load Cost (\$/hour) is the hourly cost required to theoretically operate a synchronized unit at zero MW. It consists primarily of the cost of fuel, as determined by the unit's no-load heat, adjusted by performance factor times the fuel cost. It also includes operating costs, maintenance address, and emission allowances.

An offer curve can have up to ten points defined.

The first point describes the lowest MW amount offered for a unit.

A unit bid includes an Economic Maximum point, which is the highest output on the bid curve that the unit is offering for economic dispatch. The Economic Maximum represents the highest unmet level of MW that the operating company will operate the unit, under its offer, for economic dispatch. The Economic Maximum point shall be based on the actual capability of the unit to operate on its bid curve and shall not be used to withhold a portion of the capacity of a unit from the Day-ahead Market.

The offer curve may be a smooth line or a block curve depending on how the points between each segment are calculated.

The Market Seller can determine how the slope of the offer curve is defined, however, the slope must be monotonically increasing.

Financial Information

Fuente: California ISO y PJM Interconnection – Elaboración propia.

Tabla 3 Comparación Formato de Ofertas en California ISO y PJM - Información Operativa

California ISO

Day-Ahead Market

Units can submit more than one type of Ramp Rate information.

Operational Ramp Rate (Required if submitting Economic Bid for Supply) - The Operational Ramp Rate is used for scheduling and dispatch when the Generating Unit is not providing Regulation.

The Operational Ramp Rate component is a staircase curve of up to four segments according to the Ramp Rate segments needed for modeling Production Operations Regions, which are entered in the Master File corresponding Ramp Rate, expressed in MW/minute and associated operating limits.

Example of Operational Ramp Rate Component for a Generating Unit with a MW of 1000 MW

The Ramp Rate is defined by the following points:

1	100	0.1
2	200	0.2
3	300	0.3
4	400	0.4

If a unit of a segment is not a ramp rate, it will be classified as a block.

Segment	Operating Level (MW)	Ramp Rate (MW/min)
1	100	0.1
2	200	0.2
3	300	0.3
4	400	0.4

Ramp Rate Component

Example of Operational Ramp Rate for a generating unit with a MW of 1000 MW

The Ramp Rate is defined by the following points:

The Ramp Rate is defined by the following points:

1	100	0.1
2	200	0.2
3	300	0.3
4	400	0.4

If a unit of a segment is not a ramp rate, it will be classified as a block.

Segment	Operating Level (MW)	Ramp Rate (MW/min)
1	100	0.1
2	200	0.2
3	300	0.3
4	400	0.4

Operating Reserve Ramp Rate (Required if submitting Bid for Operating Reserve)

Operating Reserve Ramp Rate is a single value included in Ancillary Services Bids for Operating Reserves and Non-Operating Reserves that represents the Ramp Rate of a Resource used in the procurement of Operating Reserve Capacity.

Regulation Ramp Rate (Required if submitting Bid for Regulation Up or Regulation Down) - The Regulation Ramp rate is a single value included in Ancillary Services Bids for Regulation Up and Regulation Down that represents the Ramp Rate of a Resource used in the procurement and dispatch of Regulation Up or Regulation Down Capacity.

Energy units participating in a procurement of Operating Reserve Resources (designated in the Master File) that can generate limited amounts of Energy for a given period of time due to various conditions, emission allowance or other regulatory or design considerations.

Non-Limited resources may indicate an Energy Limit in their DAM Bids that applies to their schedule and dispatch throughout the Trading Day.

The Energy Limit Bid Component contains:

- Maximum Daily Energy Limit (MDEL)

The MDEL is used for the entire Trading Day and is submitted only in the DAM.

The Distribution Curve Bid component contains for each resource designated in a Physical schedule, Plant, System Unit, Multi-Stage, Generating Resource, or Proxy Demand Resource, the following information:

Distribution Location - Defined as the Connectivity Node (CNODE) associated with the resource.

Distribution Factor - Generating Distribution Factor for the resource located at the Distribution location. Distribution Factors are non-negative numbers that sum to one (1) for the Aggregated Generating Resources, Proxy Demand Resources, Proxy Demand Resource-Load and Proxy Resources.

Day-Ahead Market

Operating Limits Business Rules

The priority of generator offer operating limits are as follows:

- (1) Unit Hourly MW limits
- (2) Daily Unit Schedule Limits, and
- (3) Unit Limits Daily unit schedule MW limits can be overridden by unit hourly MW limits.

A unit bid includes a ramp rate which is the MW/minute increase or decrease of a unit being offered for economic dispatch. The ramp rate shall be based on the actual capability of the unit given the confines of the PJM software and shall not be used to withhold a portion of the capacity or ramping capability of a unit from the market. Hourly ramp rates must be updated regularly to account for latest ambient conditions.

Hourly differentiated segmented ramp rates allow Generation Resources to reflect their capacity capability with greater granularity compared to a single ramp rate or daily segmented ramp rates. Generation Resources with hour-increased in their operating rate (e.g., start four hour, pass firing) should use hourly differentiated segmented ramp rates to reflect such operating modes.

Fuente: California ISO y PJM Interconnection – Elaboración propia.

2.1.2 EPEX Spot

El diseño de los mercados eléctricos en Europa tiene como objetivo central, proveer una plataforma para que los agentes del mercado transen simplificando en lo posible las restricciones físicas. La operación del sistema está desacoplada del mercado y es dejada a los operadores del sistema de transmisión (TSOs, por su nombre en inglés)²⁰, los cuales aplican las restricciones de confiabilidad.

Para ayudar a visualizar el contexto organizacional de la operación de los mercados europeos en la Ilustración 2 se presenta el mapa institucional de funcionamiento de EPEX Spot. El proceso de compra venta de energía inicia con el registro, por parte de los miembros de EPEX Spot, de las órdenes de venta y compra de energía en el Libro de Órdenes (Order Book). Una vez cerrado el Libro de Órdenes EPEX Spot ejecuta una subasta²¹ cuyo precio de equilibrio es el resultado del emparejamiento de las curvas de oferta y demanda agregada que toma las ordenes simples y en bloque enviadas por los miembros. Una vez cerrada las transacciones, EPEX Spot envía el resultado al European Commodity Clearing (ECC), quien asume el papel de contraparte entre vendedores y compradores. ECC nombra las asignaciones resultantes de la subasta al TSO del área correspondiente, solicita los pagos de compra de energía y paga a los vendedores. Los TSOs administran y aseguran la entrega de energía en el área respectiva. El mecanismo de ajuste permite a los TSOs mantener el balance del sistema en su respectiva área en el evento de incumplimiento de una transacción.

²⁰ Transmission System Operators

²¹ "The Auction takes place daily, after the Order Book has closed. The price corresponds to the Matching of Exchange Members' aggregate supply and demand curves of both Single Orders and Block Orders for each Contract. The price determined by the algorithm at the time of Auction is the price at which all Trades will be executed. For price determination purposes, the Exchange Member's interest is assumed to be linear between two price/quantity combinations. The price determination algorithm aims at optimising the total welfare, i.e. the seller surplus, the buyer surplus and the congestion rent including tariff rates. The algorithm determines the execution prices, the matched volumes and the net positions of each coupled market if applicable. It also returns the selection of blocks that will be executed and other complex Orders allowed in other Coupled Markets³ if applicable. The presence of all-or-none Block Orders in the Order Book makes necessary the use of a specific search algorithm, in order to determine a market clearing price." EPEX Spot. EPEX Spot Operational Rules. Pag. 7.

cada una de las horas del bloque. En los Bloques Definidos por el Usuario²⁴, como se presenta en la Ilustración 4, se oferta un mismo precio para todas las horas del bloque, pero las cantidades pueden variar en cada una de las horas del bloque. En el proceso de subasta, para los dos tipos de bloque, aplica como restricción que se acepta o se rechaza la oferta completamente. Adicionalmente, las ofertas de Bloques Definidos por el Usuario, se ejecutan si el precio del mercado ponderado por las cantidades ofertadas en cada hora del bloque es menor que el precio ofertado en el bloque, de lo contrario se rechaza.

Ilustración 3 Bloque Clásico

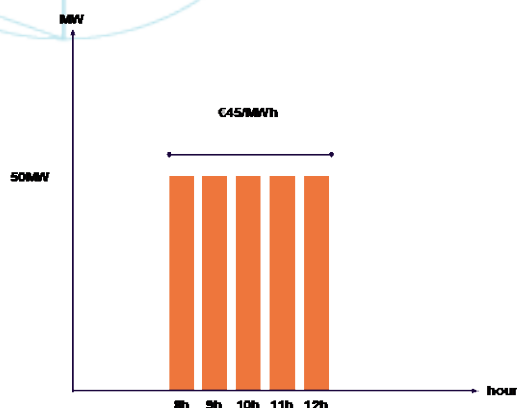
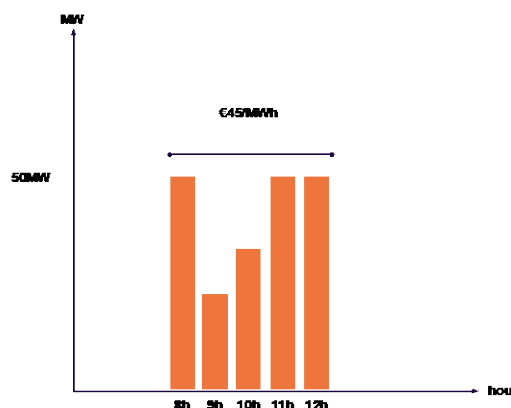


Ilustración 4 Bloque Definido por el Usuario



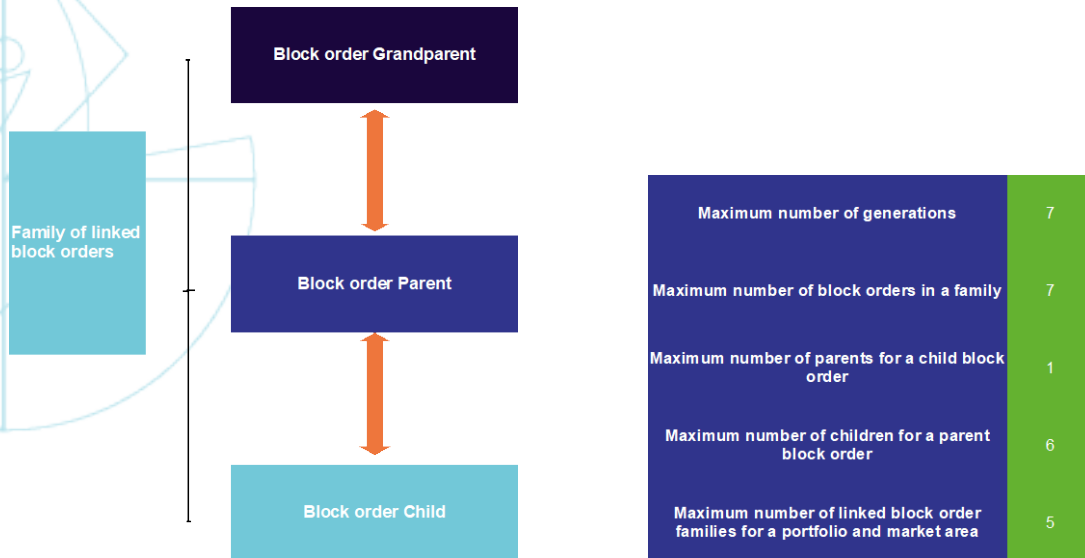
Fuente: EPEX Spot Trading Handbook

Los *Smart Blocks*, son ofertas complejas, que como se mencionó pueden ser equivalentes a las ofertas multi-parte de los mercados de Estados Unidos. Hay dos tipos de *Smart Blocks* en EPEX Spot, *Linked Block Orders* y *Exclusive Block Orders*.

Los *Linked Block Orders* son una familia de bloques cuya ejecución depende que los bloques vinculados estén 'in the money'. Similar a los *Block Orders*, los *Linked Block Orders* se aceptan completamente, si el precio del bloque está 'in the money', de lo contrario se rechazan. Cada *Block Order Child* puede ser aceptado si el *Block Order Parent* al cual está vinculado también es aceptado. En la Ilustración 5 se presenta las condiciones de oferta de este tipo de bloques.

²⁴ "Example of pre-defined block orders: Baseload block covering hours 1 to 24, Peakload block covering hours 9 to 20, Night block covering hours 1 to 6, early afternoon covering hours 13 to 16, Morning block covering hours 7 to 10." EPEX Spot Trading Handbook.

Ilustración 5 Linked Block Orders



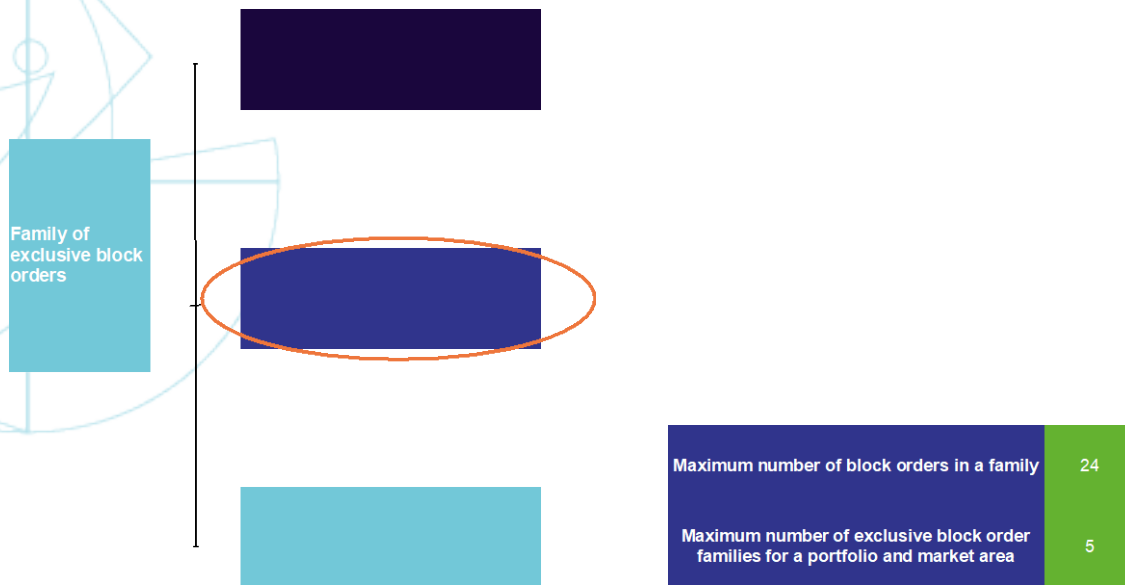
Fuente: EPEX Spot Trading Handbook

Los *Linked Block Orders* son una alternativa de formato de oferta que tiene los siguientes beneficios:

- Optimización de plantas de generación: propone varias ordenes que reflejen mejor los costos asociados a distintos niveles de producción.
- Optimización de la capacidad de almacenamiento en baterías: venta de energía durante períodos pico.
- Optimización de los procesos de consumo: solo iniciar el proceso de consumo si el costo total no excede cierto valor.

De otro lado, los *Exclusive Block Orders*, es una familia de bloques en el que solo se ejecuta uno de los bloques dentro de la familia. Similar que los bloques explicados anteriormente, se ejecuta todo el bloque o nada. El precio del bloque debe estar 'in the money' y dentro de la familia, debe ser el bloque que optimiza el bienestar total. En la Ilustración 6, se presenta las condiciones de oferta de este tipo de bloques.

Ilustración 6 Exclusive Block Orders



Fuente: EPEX Spot Trading Handbook

Los *Exclusive Block Orders* son una alternativa de formato de oferta que tiene los siguientes beneficios:

- Optimización de plantas de generación: se puede proponer bloques para diferentes combinaciones de precio y cantidad, donde se selecciona solo uno solo de los bloques presentados.
- Optimización de planas de cogeneración (*heat & electricity*): sirve para producir calor y electricidad cuando los precios están altos.
- Gestión de demanda: sirve para programas desconexión de carga cuando los precios están muy altos.

Los formatos de oferta de los mercados Europeos aunque más simples que sus contrapartes en Estados Unidos también crean no convexidades en la solución del problema de equilibrio de mercado, con implicaciones similares. En general, la metodología para encontrar el equilibrio de mercado es determinar la solución de más alto bienestar posible que satisface las siguientes dos restricciones:

- El mercado debe generar precios de equilibrio uniformes que compense todas las ofertas aceptadas (sin pagos complementarios)
- Las ofertas simples deben ser completamente aceptadas, están 'in the money', es decir, el precio del mercado está por encima del precio ofertado por el participante del mercado.

En EPEX Spot en particular, el algoritmo de emparejamiento un proceso de optimización combinatoria, que divide el problema global en cuatro subproblemas: el problema de

maximización de bienestar, el subproblema de determinación del precio, el subproblema de indeterminación de la cantidad y el subproblema de cálculo de flujo, como a continuación se explica²⁵,

“In order to solve this problem, the Matching algorithm runs a combinatorial optimization process based on the modelling of the Market Coupling problem. The Matching algorithm divides the global problem into four interdependent sub-problems namely, the welfare maximization sub-problem, the price determination sub-problem, the volume indeterminacy sub-problems, and the flow calculation sub-problem.

- *In the welfare maximization sub-problem, the Matching algorithm searches among the set of solutions (solution space) for a good selection of Block and complex MIC Orders that maximizes the social welfare. Once an integer solution has been found for this sub-problem, the Matching algorithm moves on to determine the market clearing prices.*
- *The objective of the price determination sub-problem is to determine, for each Market Area, the appropriate market clearing price while ensuring that no Block neither complex MIC Orders are paradoxically accepted and that the flows meet network requirements if applicable. If the sub-problem does not have any solution, the Block and complex Orders selection is not acceptable, and the integer solution to the welfare maximization sub-problem must be rejected. The Matching algorithm resumes the welfare maximization sub-problem searching for a new integer solution for the problem.*
- *In the previous sub-problems, the algorithm has determined the market clearing prices for each Market Area, and a selection of Block and complex MIC Orders that are feasible all together. Though, there might be several aggregated hourly volumes, net positions, and flows that are coherent with these prices and that yield the same welfare.*
- *Finally, the Matching algorithm determines the flows through the various interconnectors while still satisfying all the previous requirements.”*

2.2 El caso de los ciclos combinados: el caso de California ISO

La Comisión de Regulación de Energía y Gas ha planteado en dos ocasiones²⁶ propuestas alrededor de las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, abarcando dentro de estas, algunas relacionadas con el despacho de las plantas de generación de ciclo combinado. Las propuestas, aunque reconocen algunos conceptos sobre los costos de arranque y parada por configuración y los costos de transición entre configuraciones, no incluyen experiencias concretas sobre las realidades prácticas y las limitaciones que tienen este tipo de soluciones. En particular, el objetivo planteado por la Comisión no es tener un

²⁵ EPEX Spot. EPEX SPOT Operational Rules. Pag. 7–8.

²⁶ Documento CREG 022 de 2019 y Documento CREG 101-028 de 2022.

despacho óptimo y aprovechar y remunerar eficientemente la flexibilidad inherente de estos recursos, sino se circunscribe a reducir el costo de las restricciones.

En la medida que el mercado colombiano, a través de la Resolución CREG 143 de 2021 busca modernizar la arquitectura y funcionamiento del mercado de energía mayorista, es esencial que la arquitectura final del mercado incluya una solución integral y acorde con el diseño seleccionado, que modele de manera óptima los ciclos combinados y donde se reduzca la discrecionalidad del operador del mercado en el despacho de este tipo de recursos.

Con el fin de contribuir en esta discusión se presentará a continuación el caso de California ISO, que sirve de caso de estudio sobre una solución integral de mercado y no tecnológica a lo que se denomina los Recursos de Generación Multi-Estado (MSGR²⁷, por su nombre en inglés).

El mercado rediseñado de California (California ISO, en adelante) entro en operación el 1º de abril de 2009, posterior a un proceso de reestructuración que inicio en 2006. En la propuesta presentada a la FERC, CAISO manifiesta la necesidad de contar con una mejor capacidad de software para la modelación de las características operativas de los ciclos combinados y plantea que para la fase 2 del proceso de implementación, el operador del mercado buscará soluciones al modelamiento de este tipo de recursos. La FERC al momento de aprobación de la tarifa^{28,29}, y por los significativos beneficios para el mercado de

²⁷ Multi-Stage Generating Resources.

^{28,29} Federal Energy Regulatory Commission. Order Conditionally Accepting the California Independent System's Operator's Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. 116 FERC ¶ 61,274, September 21, 2006.

²⁹ *"The CAISO states that combined-cycle units are modeled in the current (i.e., preMRTU) market as a composite resource across various sequential combined-cycle configurations. According to the CAISO, since the composite resource must have a continuously increasing incremental heat rate, some heat rate segments are exaggerated. The CAISO states that this is because the incremental heat rates of a combined-cycle unit can vary at various configurations. According to the CAISO, the incremental heat rate at a given operating point may drop largely after a configuration change. Thus, composite modeling of combined-cycle resources results in unnecessary increases in the modeled incremental heat rates. These modeling constraints are based on the fact that composite resources have two or more generators, with different operating characteristics, located behind one meter. Existing modeling technology only allows for the consideration of one generator and does not fully take into account the different operating constraints of the other generators that are in operation. This limitation is problematic because it may result in inaccurate settlements for start-up and no load costs. The CAISO states that it has explored changes to this modeling approach that would allow combined-cycle units to be modeled as a separate generation resource for each configuration. According to the CAISO, this approach would require a different resource registration for each combined-cycle configuration and, after further consultation with its software vendor, it concluded that such an approach was too complex to implement for Release 1. The CAISO states that the complexity of developing this type of software is highlighted by the fact that no ISO currently has software in place that allows combined-cycle units to be modeled as a separate generation resource for each configuration. 569. The CAISO states that rather than rushing an untried software revision into development for Release 1, it has decided to continue with the existing modeling of combined-cycle units as a composite resource. As a result, in Release 1, under MRTU Tariff section 30.5.2.2, combined-cycle generating units may only be registered under a single resource ID. The CAISO plans to consider software modifications to address the treatment of combined-cycle units for Release 2."* Federal Energy

desarrollar modelos que con precisión considere las rampas y los costos de arranque y de mínima carga³⁰, determinó que CAISO debería seguir trabajando con los proveedores de software para desarrollar una aplicación que detalle con certeza las restricciones de los ciclos combinados³¹.

En Mayo de 2010, CAISO presentó el ajuste a la tarifa para cumplir con la determinación de la FERC, mediante el cual propuso nuevas reglas de mercado que apoyaban la implementación del modelamiento multi-estado para recursos de generación. Un aspecto relevante de la propuesta de CAISO es el reconocimiento de la falta de funcionalidad en el diseño del mercado de ese momento, para modelar las unidades de ciclo combinado y otras unidades con múltiples modos de operación que resultan en programas inviables y despachos que resultan en el uso ineficiente de recursos con tales características. La propuesta, CAISO afirmaba en el documento, reduciría el uso de despachos excepcionales por parte del operador del mercado, o de despachos inviables.

Explica CAISO que los múltiples modos operativos pueden ser debido a regiones operativas prohibidas u otras características de un recurso que naturalmente segmenta sus rangos de operación y, profundiza mencionando que,

“Multiple operating modes can be due to forbidden operating regions or to other characteristics of a resource that naturally segment its operating ranges. This results in ranges between the overall minimum and maximum operating levels of the resource through which the resource cannot operate and must be transitioned. Often these prohibited operating regions result from the fact that the resource, or plant, is comprised of multiple generating units. When such a resource places a constituent generator or additional auxiliary equipment, such as a feed water pump, on-line or takes it off-line the resource moves to a higher or lower operating range. Each

Regulatory Commission. Order Conditionally Accepting the California Independent System’s Operator’s Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. 116 FERC ¶ 61,274, September 21, 2006. Pag. 163 -164.

³⁰ “Minimum Load Costs: The costs a Generating Unit, Resource-Specific System Resource, Participating Load, Reliability Demand Response Resource, or Proxy Demand Resource incurs operating at Minimum Load, which in the case of Participating Load, Reliability Demand Resource incurs operating at Minimum Load, which in the case of Participating Load, Reliability Demand Response Resource, or Proxy Demand Resource must be non-negative and may be adjusted pursuant to Section 30.7.10.2 if applicable.” California Independent System Operator Corporation. Appendix A – Master Definition Supplement. February 1, 2023. Pag. 118 – 119.

³¹ “We find, as the CAISO itself acknowledges, that more comprehensive modeling software is necessary to accurately reflect the operating characteristics of combined-cycle units. Significant market benefits can be realized by developing models that accurately consider the ramp rates, and start-up and no-load costs of the different generators. The CAISO’s hesitation to rush into the implementation of an untested model is prudent and acceptable. However, recognizing the software constraints the CAISO is faced with, we direct the CAISO to continue working with software vendors to develop an application that will accurately detail the constraints of combined cycle units and to file tariff language for our review for implementation of such improvements no later than MRTU Release 2.” Federal Energy Regulatory Commission. Order Conditionally Accepting the California Independent System’s Operator’s Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. 116 FERC ¶ 61,274, September 21, 2006. Pag. 165.

distinct operating range is referred to as configuration. The maximum output of one configuration often is below the minimum output of the next-highest configuration. Consequently, while the resource can feasibly produce energy over a range of operating capacity as a totality, there are output ranges within which the resource cannot be dispatched.”³²

CAISO agrega que la incapacidad de modelar las restricciones de los recursos de forma más efectiva implicaba que el software de optimización del operador del mercado no podía aprovechar la flexibilidad inherente de los recursos que pueden funcionar en múltiples modos de operación y en ese sentido, el resultado del despacho era subóptimo.

La inclusión de una funcionalidad para modelar estas restricciones abre una oportunidad para reducir los costos del sistema al modelar con mayor precisión su flexibilidad. CAISO resalta adicionalmente que la ausencia de un modelo de despacho más preciso, incentiva a los operadores de MSGR a limitar la flexibilidad que ofrecen al mercado para cubrirse de despachos antieconómicos o inviables,

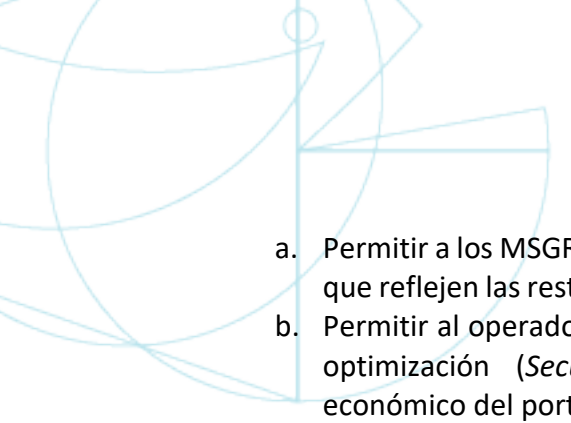
“Another consequence of the inability to model these resource constraints is that operators of such resources limit the flexibility they offer into the market in order to protect against uneconomic or infeasible dispatches. Specifically, operators of such resources face difficulties in protecting infeasible operating ranges. This risk of such uneconomic or infeasible dispatches are increased by the current limitations on ramp rates and at the start of the new market design the suspended functionality of forbidden operating regions in the real-time market. The adoption of the real-time forbidden operating region functionality has ameliorated these constraints somewhat, but such resources are at times still forced to avoid dispatches that are infeasible through the use of the ISO outage reporting tools or will be required to deviate from such dispatches or only offer into the market their preferred configuration. Once in the preferred and stable operating configuration, the owner of a multi-stage generating unit will need to manually adjust the unit’s dispatch range (via unit de-rates, for example) in order to eliminate the possibility that the ISO would dispatch the unit between configurations. This poses an operational burden in that more operator management of the resource is required.”³³

El core de la propuesta presentada por CAISO a la FERC tenía tres (3) componentes³⁴ esenciales:

³² California ISO. Amendments to California ISO FERC Electric Tariff to Include Multi-Stage Generating Resource Modeling. Docket No. ER10-1360, May 27, 2010. Pag. 3 - 4.

³³ California ISO. Amendments to California ISO FERC Electric Tariff to Include Multi-Stage Generating Resource Modeling. Docket No. ER10-1360, May 27, 2010. Pag. 8.

³⁴ “The ISO proposes a modeling and processing approach that will: 1) enable scheduling coordinators to offer output from generating resources with multiple operating modes into the ISO markets in a manner that reflects the operational and financial constraints of operating in multiple modes; 2) Allow the ISO to consider these constraints in the security-constrained unit commitment and economic dispatch of its fleet to ensure optimal

- 
- a. Permitir a los MSGR ofertar en los mercados administrados por CAISO de manera tal que reflejen las restricciones operativas y financieras de operar en múltiples modos.
 - b. Permitir al operador del mercado incorporar estas restricciones en el programa de optimización (*Security-Constrained Unit Commitment – SCUC*) y despacho económico del portafolio de recursos en su área de influencia para asegurar un uso óptimo y factible del amplio rango de flexibilidad ofrecido por los MSGR.
 - c. Remunerar estos recursos de manera eficiente reconociendo los costos incurridos por la transición de un modo operativo a otro.

La propuesta, menciona CAISO, resultará en un despacho más eficiente de recursos y agrega que, al ser capaz de utilizar la flexibilidad inherente de estos recursos ayudará al operador del mercado a balancear eficientemente el sistema, especialmente a medida que la creciente entrada de recursos de generación intermitentes hace esta tarea más difícil.³⁵

El diseño de la propuesta de MSGR está basada en un modelo de pseudo-planta, el cual modela cada configuración como si fuera una planta distinta. De acuerdo con CAISO, la enfoque de modelamiento pseudo-planta trata cada configuración de un MSGR como un recurso de generación, permitiendo así al propietario del recurso ofertar independientemente al mercado cada configuración o pseudo-planta. La optimización del mercado selecciona cual configuración, si alguna, es parte de la solución óptima. Bajo este enfoque, las configuraciones son mutuamente excluyentes lo que significa que solamente una configuración puede ser seleccionada en el proceso de optimización. Aclara CAISO que el enfoque de modelamiento pseudo-planta es empleado en el mercado desarrollado por ERCOT³⁶.

Un enfoque alternativo es el modelamiento pseudo-unidad, el cual divide el recurso entre agregaciones mutuamente excluyentes que puede incluir partes de una unidad integrada. Con esta aproximación de modelamiento, una unidad de ciclo combinado con tres unidades de turbinas de gas y una turbina de vapor seria modelada como tres pseudo-unidades

and feasible use of the expanded range of flexibility offered by such resources; and 3) Compensate such resources fairly for the costs incurred for the transition from one operating mode to another". California ISO (May 2010). Pag. 8.

³⁵ *"Being able to employ the inherent flexibility of these resource will help the ISO efficiently balance the grid, especially as maintaining that balance becomes more difficult with the increase in intermittent generating resources."* California ISO (May 2010). Pag. 10.

³⁶ *"As explained in Ms. Biedler's testimony, the pseudo-plant modeling approach treats various configurations of a multi-stage generating resource as generating resources themselves, thereby allowing the resource owner to bid these configurations, or pseudo-plants, into the market independently. The market optimizations chooses which configuration, if any, is part of the optimal solution. Under this modeling approach, the configurations are mutually exclusive, which means that only one configuration can be chosen by the optimization. This pseudo-plant model is employed in the market being developed by ERCOT."* California ISO (May 2010). Pag. 12.

separadas, donde cada uno de las tres pseudo-unidades serían modeladas como una turbina de gas individual más un tercio de la turbina de vapor. Es similar a la forma como NYISO y PJM aproxima el modelamiento de las distintas configuraciones de un MSGR.³⁷

CAISO, en la presentación de la propuesta manifiesta que el enfoque de pseudo-unidad es menos que ideal porque este tipo de modelo requiere que los participantes del mercado asignen costos y parámetros operativos a las pseudo-unidades, lo cual no es necesariamente intuitivo o preciso. Otro inconveniente de la aproximación pseudo-unidad es que no modela de forma precisa los recursos que tienen una única unidad física, pero tiene múltiples modos operativos. Finalmente aclara CAISO, que aunque el enfoque de modelo pseudo-planta es más difícil de implementar, ellos optan por este después de considerar los insumos aportados por los participantes del mercado en el proceso de construcción, en gran medida porque el enfoque pseudo-unidad no mejoraría de manera significativa la capacidad de los participantes del mercado de ofertar la flexibilidad inherente de los MSGR al mercado.³⁸

CAISO propuso a la FERC que los MSGR pudieran ofertar energía y servicios auxiliares por cada configuración bajo las siguientes reglas:

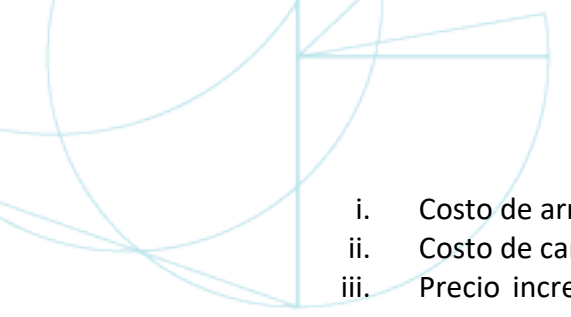
- a. Los MSGR podrán remitir hasta diez (10) diferentes configuraciones en el mercado del día siguiente³⁹. Las ofertas, por configuración, son iguales a las realizadas por otros recursos de generación, e incluyen ofertas de energía de tres partes⁴⁰:

³⁷ "The alternative to this approach is the pseudo-unit model, which divides resources into mutually exclusive aggregations that may include portions of an embedded unit. With this modeling approach, a combined cycle generating unit with three gas turbine units and a steam turbine would be modeled as three separate pseudo-units, where each of the three pseudo-units would be modeled as an individual gas turbine plus one-third of a steam turbine. This is similar to the way the NYISO and PJM approximate the modeling of different configurations of multi-stage generators." California ISO (May 2010). Pag. 12 - 13.

³⁸ "As discussed in Ms. Biedler's testimony, early on in the stakeholder process the ISO discussed both of these approaches with stakeholders and its software vendor and concluded that the pseudo-plant modeling approach was better. In particular, the pseudo-unit modeling approach is less than ideal because such a model requires market participants to assign costs and operating parameters to pseudo-units, which is not necessarily intuitive or accurate. Another drawback of the pseudo-unit modeling approach is that it does not accurately model the resources that have a single physical unit, but have multiple operating or regulating modes. However, from an implementation and market performance perspective the pseudo-unit model is much simpler from an implementation standpoint. Despite the fact that it is more difficult to implement the pseudo-plant approach, the ISO opted to pursue this after considering stakeholder input because the pseudo-unit modeling approach would not appreciably improve the ability of market participants to offer the inherent flexibility of multi-stage units into the market." California ISO (2010). Pag. 13.

³⁹ "As explained in Mr. Zhou's testimony, the limitation on the number of configurations submitted in the IFM was found to be feasible from a software performance perspective and was found to be acceptable by stakeholders." California ISO (May 2010). Pag. 20

⁴⁰ "Three-part Energy Bids consist of Start-Up Cost (up to three segments), Minimum Load Cos (single value) and incremental Energy Bid (up to ten segments)". California ISO. Business Practice Manual for Market Operations. January 31, 2023.

- 
- i. Costo de arranque (Start-Up Cost) de tres segmentos⁴¹
 - ii. Costo de carga mínima (Minimum Load Cost)
 - iii. Precio incremental de energía (Incremental Energy Bid) de hasta diez de segmentos.
 - iv. Costos de Transición
- b. En el mercado en tiempo real, es permitido ofertar hasta tres configuraciones^{42,43}.
- i. Si el MSGR no queda en el programa de despacho del mercado del día antes puede ofertar hasta tres (3) configuraciones en el mercado en tiempo real.
 - ii. Si el MSGR es asignado en el programa de despacho del mercado del día antes, el recurso puede ofertar en el mercado en tiempo real, la configuración programada en el despacho del mercado del día antes o aquella que sea equivalente al programa asignado en el mercado del día antes.
- Adicional a las configuraciones programadas en el despacho del mercado del día antes, los MSGR pueden ofertar has tres configuraciones adicionales en el mercado en tiempo real, siempre y cuando, las transiciones dentro esas tres configuraciones sean factibles y que la transición de la configuración en la hora previa también sea factible.
- c. De otro lado, si un MSGR ha sido programado para proveer Regulación o Reservas Operativas en el despacho del mercado del día antes, el recurso debe ofertar la misma configuración el mercado en tiempo real.

⁴¹ "In the case of start-up costs, the ISO proposes that these costs apply only on the basis of the MSG Configuration committed by the ISO. Because the pseudo plant modeling approach, the start-up costs for each MSG Configuration are modeled as individual plant start-up cost. Without this modification, one start-up cost would apply to all the MSG Configurations, which would eliminate the level of granularity in the optimization sought by the modeling approach adopted for Multi-Stage Generating Resources." California ISO (May 2010). Pag. 32.

⁴² "This limit is in addition to any configurations that may have been committed in IFM and RUC. Again, this limitation was selected to provide sufficient flexibility to Scheduling Coordinators, whilst not compromising market software performance. As explained in Mr. Zhou's testimony, the real-time market cannot support as many MSG configurations as the day-ahead market because in the real-time the market software is expected to optimize over a greater number of variables within a much smaller time frame. A larger number of permissible configurations would compromise the ability to optimize over the fifteen-minute and five-minute dispatch intervals for RTUC (Real-Time Unit Commitment) and RTD (Real-Time Dispatch). At the same time, based on stakeholder input the ISO determined that the limitation of three MSG Configuration in the real-time market still enables Multi-Stage generating Resources to fully participate in the market." California ISO (2010). Pag. 21.

⁴³ En febrero de 2012, CAISO presentó a la FERC un ajuste de la funcionalidad asociada a los MSGR en el que planteo aumentar a seis (6) el número de configuraciones que se pueden ofertar en el mercado en tiempo real y aumentar a dos (2) el número de *ramp rates* que se puede especificar por configuración y cuyas reglas son las vigentes a la fecha. Ver más en: California ISO. Ammendments to California ISO FERC Electric Tariff to Enable Enhancements to the Multi-Stage Generating Resource Modeling Functionality. February 3, 2012.

- d. Los MSGR deben remitir una única rampa operativa (*Operational Ramp Rate*)⁴⁴ por cada una de las configuraciones sobre las que realizó una oferta en el mercado del día antes y el mercado en tiempo real.
- e. Los MSGR puede remitir los Tiempos de Transición (Transition Times) los cuales no pueden ser mayores a los Tiempos de Transición Registrados en el Archivo Maestro.

Los MSGR serán remunerados por la energía programada en el mercado del día antes y la energía generada en respuesta a despachos en tiempo real, al precio marginal. CAISO presento una serie de reglas que le permite determinar en qué período de compromiso (mercado del día antes o tiempo real) son remunerados los costos de arranque, de mínima carga y de transición,

- a. Si la(s) configuración(es) del MSGR programada(s) por el operador del mercado en el despacho del mercado del día antes son diferentes que las programadas en el mercado en tiempo real, el operador del mercado aplicará los costos de arranque, mínima carga y transición del mercado en tiempo real.
- b. Si las configuración(es) del MSGR programada(s) por el operador del mercado en el despacho del mercado del día antes son las mismas que las programadas en el mercado en tiempo real, el operador del mercado aplicará los costos de arranque, mínima carga y transición del mercado del día siguiente.

En la propuesta de mayo de 2010, CAISO dejo pendiente la especificación de la metodología para la remuneración de los Costos de Transición. En Julio de 2010⁴⁵, CAISO presentó la metodología para la determinación y mitigación de los Costos de Transición a remunerar por la transición entre configuraciones operacionales cuando el operador del mercado programe un despacho de los MSGR.

CAISO propuso definir los Costos de Transición, como el costo en dólares por cada transición factible asociada con una configuración dada. Por lo tanto los Costos de Transición son definidos con respecto a dos configuraciones – “Desde la Configuración” y “Hacia la Configuración”-. CAISO plantea que los Costos de Transición en el contexto de los MSGR son aquellos que están asociados con el cambio de equipo físico que debe ocurrir para conmutar el recurso a una nueva configuración. Estos costos pueden incluir combustible pero puede también incluir otros costos tales como el incremento de los costos de mantenimiento asociados con dicha transición. La discusión planteada por CAISO se presenta a continuación⁴⁶,

While these Transition Costs are intended to be based in large part on the heat input values that underlie the resources' start-up costs, these dollar costs are not intended to be the specific fuel costs associated with moving to a higher point on a unit's output

⁴⁴ En febrero de 2012, CAISO presentó a la FERC un ajus

⁴⁵ California ISO. Amendments to California ISO FERC Electric Tariff to Determine Appropriate Transition Costs for Use by Multi-Stage Generating Resources. July 29, 2010.

⁴⁶ California ISO (July 2010). Pag. 4

curve. A generating resource invariably will consume more fuel as it produces a higher level of megawatt output, and therefore, it is expected that as a Multi-Stage Generating Resource moves to a higher configuration it naturally will consume greater levels of fuel, thereby resulting in a higher input value. Such costs, however, are not considered to be Transition Costs even if they are associated with a transition to a higher configuration. **Rather, Transitions Costs in the context of the Multi-Stage Generating Resources functionality are intended to include those costs that relate directly to, or are associated with, the physical equipment switching that must occur to transition the resource to a new configuration. Such costs may include fuel, but may also include other costs such as the increased maintenance costs associated with such transitions.** Therefore, through the recently completed stakeholder process, the ISO concluded that Transition Costs should continue to be based on a dollar value, not necessarily representative of the cost of fuel for increasing output on a resource's output curve.

Basado en lo anterior, se propuso que las plantas puedan remitir Costos de Transición crecientes, denominados en dólares, que pueden abarcar más que solo el costo de combustible de tales transiciones.

Un MSGR es elegible de recuperar los Costos de Transición, para los intervalos en los cuales el recurso alcanza la mínima carga de la configuración objetivo. El siguiente ejemplo lo presenta CAISO en la propuesta⁴⁷,

As an example, consider a one-hour commitment period with six 10-minute intervals. If a resource with a 60-minute transition from configuration 1 to configuration 2 does not reach the PMin of configuration 2 until the fourth 10-minute interval, then the Transition Costs will only be considered for bid cost recovery for the fourth, fifth, and sixth intervals of that commitment period. In this example, the net effect is that the total Transition Costs would be allocated to the fourth, fifth, and sixth intervals of that hour, and to the first, second and third intervals of the subsequent hour if the resource were not shut-down for the intervals in the subsequent hours. The application of this eligibility rule can be further illustrated with a simple numerical example. For the same resource, consider submitted and verified Transition Costs for the transition from configuration 1 to configuration 2 of \$120. Assuming the resource was either not dispatched for the next interval, or shut down for whatever reason, the resource's eligibility for the Transition Costs would be \$60. This figure is calculated in the following manner. The \$120 in Transition Costs is apportioned equally to each of the six intervals in that commitment period. This yields a figure of \$20 per interval. That \$20 per interval is then applied to the three intervals in which the resource was actually in configuration 2. The determination as to when the resource transitioned to

⁴⁷ California ISO (July 2010). Pag. 12.

configuration 2 would be based on the meter reading and application of the tolerance band.

El conjunto de la propuesta, de CAISO fue aceptada por la FERC y posteriores ajustes, que se han mencionado a lo largo de la presentación del mecanismo, se han realizado también, con el fin de hacer un uso óptimo de estos recursos, reduciendo los riesgos operativos y económicos que enfrentan las plantas y la discrecionalidad del operador del mercado.

2.3 Propuesta

Si el mercado busca promover la flexibilidad en el nuevo diseño de mercado es necesario tener formatos de oferta que justamente satisfagan dicho propósito. La experiencia internacional resalta que los modelos de optimización del despacho deben ajustarse a las características técnicas de las plantas, de manera tal que se explote eficientemente el rango de atributos que tienen y remunerar a estas por sus condiciones.

Por lo anterior se recomienda:

- a. Formatos de oferta que incluya al menos 10 segmentos de pares precio-cantidad para cada hora en el mercado del día antes
- b. De la experiencia del CAISO, es evidente que hay limitaciones computacionales para incorporar más de 10 configuraciones en el modelo de optimización del despacho. Por lo anterior, es importante que la CREG en el proceso de modernización del mercado, y a partir de la experiencia práctica, defina un modelamiento de las plantas con múltiples modos de operación (como las plantas de ciclo combinado) que permita aprovechar y remunerar la flexibilidad inherente que tienen con dos alternativas:
 - i. Analizar la adopción del modelo de pseudo-planta adoptado por CAISO, incorporando ofertas diarias por configuraciones que incluyan
 - Curva de precios de 10 segmentos de pares precio-cantidad
 - Costo de arranque y parada por configuración
 - Matriz de costos de transición entre configuraciones
 - ii. O, la adopción de un esquema de ofertas complejas como el existente en EPEX Spot.
- c. Finalmente se recomienda que la CREG incorpore en el análisis la capacidad del operador del mercado para implementar los modelos de despacho que aseguren neutralidad y eficiencia. En particular, a partir de la amplia experiencia internacional que evidencia los beneficios de ajustar los modelos de despacho a las características de las plantas y no al contrario. En ese sentido, la CREG podría adoptar conferencias técnicas donde se discuta oportunidades de mejora en la eficiencia del mercado y la

planeación de recursos, por mejores soluciones analíticas y de software, como lo viene realizando la FERC desde 2010⁴⁸.

3 Mercados intradiarios y mercados en tiempo real

Como parte de la propuesta de la CREG en la Resolución CREG 143 de 2021, se incluye dentro de la arquitectura del mercado de energía mayorista, tres ventanas transaccionales de un mercado intradiario. Los mercados intradiarios han sido comunes en la arquitectura de mercado tipo *power exchange* como operan en Europa, más no así en los mercados tipo *power pool* como operan en Estados Unidos.

El modelo presentado por la CREG en ese sentido podría entenderse como un diseño híbrido, donde el submercado del día siguiente (*day-ahead market*) se tienen ofertas multi-parte propio de los *power pool*, pero el submercado intradiario funciona como un *power exchange* y las ofertas son de precio-cantidad.

El propósito de este capítulo es analizar la propuesta contenida en el proyecto de resolución. Para tal fin, en la sección 3.2 se presentará las razones de contar con mercados intradiarios dentro de la arquitectura de los *power exchange* europeos. En la sección 3.3 se presentará el funcionamiento de los mercados intradiarios que operan en EPEX Spot. Con este contexto, en la sección 3.4 se realizará un ejercicio de comparación de los mercados intradiarios y el papel de los mercados en tiempo real propio de los *power pool*. Para este fin se complementará la comparación con el caso específica de California ISO.

Finalmente y con base en el análisis anterior, en la sección 3.5 se realizara una propuesta a partir de lo planteado por la CREG.

3.1 Propuesta Resolución CREG 143 de 2021

De acuerdo con el Reglamento del Mercado Mayorista contenido en la Resolución CREG 143 de 2021, se plantea tres sesiones intradiarias (MID), donde los agentes que representan recursos de generación podrán actualizar las declaraciones de disponibilidad y las ofertas de energía hasta la hora de cierre de la sesión intradiaria correspondiente. En las sesiones de MID se podrá, opcionalmente, declarar disponibilidad por períodos de media hora; en caso de no hacerlo, se tomará para los dos períodos media horarios la disponibilidad declarada del período horario.

Adicionalmente, se podrán actualizar las ofertas de capacidad disponible y de precio para los servicios de regulación secundaria de frecuencia y regulación terciaria de frecuencia hasta la hora de cierre de la sesión intradiaria correspondiente.

⁴⁸ Ver más en: Federal Energy Regulatory Commission. Improving Market and Planning Efficiency through Improved Software. Docket No. AD10-12.

Los períodos de las sesiones del mercado intradiario propuestos se presentan en la Tabla 4:

Tabla 4 Sesiones Intradiarias Resolución CREG 143 de 2021

Sesión Intradiaria	Hora de Inicio	Períodos horarios
MID 1	00:00	1 al 24 del día d
MID 2	07:00	8 al 24 del día d
MID 3	17:00	18 al 24 del día d

Fuente: Reglamento del Mercado de Energía Mayorista, Resolución CREG 143 de 2021

3.2Cuál es el objeto de los mercados intradiarios en los mercados de energía mayorista

En los *power exchanges* europeos operan mercados intradiarios sobre plataformas transaccionales de mercado continuo y también se celebran algunas subastas que aplican a países particulares. El progreso en los mercados intradiarios ha sido más lento que el de los mercados del día siguiente, porque los volúmenes que son transados son menores y por lo tanto las oportunidades de arbitraje se reducen⁴⁹.

Sin embargo, los mercados intradiarios son importantes porque permiten a los participantes del mercado ajustar sus programas de operación en cada hora y evitar desbalances frente a los TSOs⁵⁰. Esto es especialmente importante para los nuevos jugadores y las tecnologías de energía renovable (por ejemplo, frente a desviaciones de los pronósticos de viento para las plantas eólicas), que de otra manera estarían expuestos a altos costos de balance.

Los mercados de balance ('Regulating Power Market') operados por los TSOs, aseguran el control continuo de producción y consumo⁵¹. De hecho, una condición previa para ser miembro de un *power exchange* es el registro como '*Balance Responsible Provider - BRP*'⁵² frente al TSO del área correspondiente o la designación de un tercero que tenga vigente un *Balance Provider Agreement* con el TSO correspondiente⁵³. Así cada participante del

⁴⁹ "In practice, the only liquid intraday market is Germany because of the marketing of renewables there. Trades to adjust wind forecast errors are the main source of liquidity on the intraday markets." International Energy Agency. Repowering Markets. Electricity Market Series, 2016. Pag. 86.

⁵⁰ Meeus Leonardo. The Evolution of Electricity Markets in Europe. Elgar, 2020. Pg. 33.

⁵¹ Glachant, Jean Michael, Paul Joskow y Michael G. Pollit. Handbook on Electricity Markets. Elgar, 2021. Pág. 291.

⁵² Otra condición es tener un Clearing Agreement con el European Commodity Clearing (ECC) o un Non-Clearing Member Agreement con un Miembro Liquidador de ECC.

⁵³ "The balancing provider is contractually bound to the Transmission System Operator. They guarantee the financial settlement of the cost of negative gaps resulting from trade within their balancing scope, between power injected and power consumed. Conversely, the balancing provider receives financial settlement from the TSO for any positive differences." EPEX SPOT Trading Handbook.

mercado está obligado a balancear los recursos disponibles, propios o contratados, y las obligaciones de generación en cada hora. En caso de que un BRP esté desbalanceado entre la generación (o consumo) real y esperada durante una hora, el BRP es sujeto de penalizaciones por parte del TSO⁵⁴. El incentivo para balancear los portafolios de generación y demanda es resultado de un sistema de precios asimétricos cuya elección está entre *pay-as-bid* o precio promedio para liquidar los desbalances de los BRPs⁵⁵.

En la práctica, los BRPs, en respuesta a la llamada de los TSOs, pueden realizar ofertas de precio y cantidad, para incrementar o reducir el consumo o la producción con el fin de balancear el sistema.⁵⁶

El período de cierre para el recibo de ofertas en los mercados intradiarios se ha movido gradualmente más cerca al tiempo real de operación, permitiendo a los participantes del mercado reducir los desbalances propios y, por lo tanto, del sistema. Sin embargo, deja a los TSOs con una holgura de tiempo reducida para reaccionar y mantener la seguridad del sistema, por lo que previo al cierre de los mercados e incluso dentro del marco del mercado del día antes, los TSOs programan recursos para atender desviaciones en la operación real.

De lo anterior se desprende que los mercados intradiarios son esenciales en la arquitectura del mercado de energía mayorista por dos razones:

- a. En el contexto del mercado europeo, por el modelo descentralizado que opera, en el cual esta desacoplado la capa comercial y operativa, como se describió en la sección 2.1.2., y los TSOs no pueden prever las desviaciones entre la generación real y la esperada, por lo que los mercados intradiarios facilitan la gestión de los riesgos operativos y comerciales en cada hora del día de operación, asociados a los desbalances por parte de los BRPs.
- b. De otro lado, la oportunidad de presentar ofertas cerca del tiempo real de operación evidencia la utilidad de tener mercados continuos, pues otorgan flexibilidad a los participantes del mercado.

3.3 Caso de funcionamiento: EPEX Spot

EPEX Spot opera mercados intradiarios continuos locales⁵⁷, así como también el mercado intradiario de electricidad interzonal de la Unión Europea (XBID).

⁵⁴ Glachant, Jean Michael, Paul Joskow y Michael G. Pollit. Handbook on Electricity Markets. Elgar, 2021. Pág. 291.

⁵⁵ International Energy Agency (2016). Pag. 86.

⁵⁶ Glachant, Jean Michael et al., Pag. 291.

⁵⁷ EPEX Spot tiene disponibles plataformas de mercados intradiarios en Austria, Bélgica, Suiza, Alemania, Dinamarca, Finlandia, Francia, Gran Bretaña, Holanda, Noruega, Polonia y Suecia. Tomado de: EPEX Spot Trading Handbook.

Los miembros del Exchange pueden registrar órdenes de un solo vencimiento, *Single-Contract Order* o, de distintos vencimientos, *Block Orders*, incluidos *User defined Orders*. Al momento de registro de las órdenes los miembros del Exchange pueden comprar y vender contratos de 1-hora, 30-minutos⁵⁸, 15-minutos⁵⁹ o *Block Orders* que cubren varias horas consecutivas del día. Los contratos de 30-minutos y 15-minutos, buscan ajustar el perfil de producción de los recursos energéticos variables.

Adicionalmente, al momento de registro de la postura, el comprador define el máximo precio de compra y el vendedor el mínimo precio de venta. Los rangos de precio para Francia, Alemania, Austria, Suiza, Belgica y Holanda están entre -9,999 y 9,999 €/MWh.

Las reglas de emparejamiento de ordenes asegura que estas sean ejecutadas al mejor precio disponible en el sistema. Una vez los miembros de EPEX Spot registran las posturas en el Libro de Órdenes, estas se ejecutan si se encuentra un par compatible.

Las condiciones de los contratos de los mercados intradiarios transados en EPEX Spot, indican el cierre de las sesiones de negociación previo a la entrega de la energía. En general, el cierre de las negociaciones para la entrega de energía en los mercados locales varía por país, pero esta en un rango de 0 minutos y 60 minutos y para las transacciones en XBID se encuentra entre 30 y 60 minutos. En la Tabla 5 se presenta el cierre de sesiones de negociación de contratos en el mercado continuo.

Tabla 5 Cierre de sesiones de negociación en el mercado continuo intradiario

Intraday Continuous Trading Closure of the Trading Sesion		
Country	Local	XBID Contacts
Austria	5 minutes before delivery in Local Trading Solution	60 minutes before Delivery in XBID
Switzerland	30 minutes before delivery in Switzerland	
Germany	30 minutes before delivery in Germany 5 minutes before delivery in local TSOs areas	60 minutes before delivery in XBID
Dinamarca	60 minutes before Delivery in Local Trading Solution	60 minutes before delivery in XBID
Finland	0 minutes before delivery in the Local Trading Solution	30 minutes before delivery in XBID
France	5 minutes before delivery in the Local Trading Solution	30 minutes before delivery in XBID
Netherlands	5 minutes before delivery in the Local Trading Solution	30 minutes before delivery in XBID
Norway		60 minutes before delivery in XBID
Poland		60 minutes before delivery in XBID
Sweden	60 minutes before Delivery in Local Trading Solution	60 minutes before delivery in XBID

Fuente: EPEX Spot Operational Rules; Elaboración propia

Los mercados intradiarios operados por EPEX Spot dan la posibilidad de ajustar la posición contractual asignada en el mercado del día siguiente, por ejemplo, hasta 60 minutos antes

⁵⁸ Estos contratos se encuentran disponibles en Alemania, Francia y Suiza.

⁵⁹ Estos contratos se encuentran disponibles Alemania, Austria, Bélgica, Holanda y Suiza.

de la entrega o consumo de energía, dando la oportunidad a los miembros del Exchange de gestionar sus desviaciones.

3.4 Comparación mercados intradiarios vs. mercados en tiempo real

La evolución de los *power pools* en Estados Unidos a finales de los años noventa estuvo marcada por la adopción de sistemas de múltiple liquidación⁶⁰, particularmente en los mercados organizados administrados por el New York ISO y PJM. Se entiende por sistemas de múltiple liquidación, la operación conjunta de un mercado del día siguiente (*day-ahead market*) y de un mercado de tiempo real (*real-time market*)⁶¹.

En 2002, la FERC publicó la propuesta conocida como el '*Standard Market Design*' basada en la adopción de sistemas de múltiple liquidación. La FERC, entendía de acuerdo con el contenido de la propuesta, que existía un vínculo entre los dos sub – mercados con reglas explícitas que ligan derechos comprados en un sub – mercado y que son utilizados en otro sub – mercado. La directiva de la FERC para los ISOs/RTOs buscaba que estos implementaran un mercado del día siguiente y un mercado en tiempo real.

Sobre el mercado en tiempo real, la FERC indicaba⁶² que los ISOs/RTOs aceptarían ofertas de compra y venta de energía para cada hora de operación del mercado en tiempo real.

Under the Standard Market Design, the Independent Transmission Provider would accept bids to buy and sell energy in each hour in the real-time energy market.

La FERC explicaba⁶³ que las ofertas en el mercado en tiempo real indicaban la salida de la posición de compra o venta de energía asignada en el mercado del día siguiente, como consecuencia de distintos factores, por ejemplo, meteorológicos o de salida de equipos. Adicionalmente señalaba que los participantes tendrían permitido remitir ofertas de precio multi-parte, guardando coherencia con el vínculo entre ambos submercados y la característica de *power pool* en el tipo del formato de oferta.

In general, bids would indicate an offer to depart in real-time from the bidder's day-ahead schedule to purchase or sell energy (including a day-ahead schedule to purchase or sell 0 MWhs of energy). Real-time bids would be accepted from any market participant, including generators, load-serving entities, eligible retail buyers, marketers and other agents. Bids would indicate the increase or decrease (in MWhs) from the day-ahead schedule in the amount of energy to be sold or purchased in real

⁶⁰ Federal Energy Regulatory Commission. Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design – Notice of Proposed Rulemaking. Docket No. RM01-12-000. July 31, 2002.

⁶¹ "The operation of both a financially binding day-ahead market in conjunction with a financially binding real-time market is also known as a multi-settlement system." FERC (2002). Pag. 133.

⁶² Federal Energy Regulatory Commission (2002). Pag 182.

⁶³ Federal Energy Regulatory Commission (2002). Pag 183.

time, and the location and the hour of the changed purchase or sale. Each participant bidding into the real-time energy market would be allowed to include multi-part price bids similar to those allowed in the day-ahead energy market.

The transactions in real-time vary from those reflected in the day-ahead schedule due to a variety of factors, including changes in weather conditions and unexpected equipment outages.

Finalmente la FERC apuntaba que los ISOs/RTOs determinarían los precios de energía en el mercado en tiempo real, cada cinco (5) minutos o en períodos inferiores a la hora, cuando no fuese técnicamente posible en períodos de 5-minutos. Los precios en cada período de 5-minutos reflejaría el costo marginal de producir energía para dicho período. Los ISOs/RTOs publicarían los precios e información de mercado adicional para proveer a los participantes con información confiable sobre sus transacciones.

The Independent Transmission Provider would determine energy prices in the real-time energy market for each node for each 5-minute period or other subhourly period where a 5-minute determination is not technically achievable. Each price would reflect the marginal cost (as reflected in the real-time supply and demand bids) of producing energy and delivering it to the node in that period.

La mayoría de los ISOs/RTOs operan mercados en tiempo real, que siguen los lineamientos de la propuesta realizada por la FERC. A modo de ilustración, presentaremos a continuación los detalles de la operación del mercado en tiempo real en California ISO (CAISO).

Como se mencionó en la sección 2.2, cuando se presentó la funcionalidad de los recursos de generación multi-estado (MSGR, por su nombre en inglés), en 2009 el mercado rediseñado de CAISO empezó operaciones, posterior a un proceso de reestructuración que terminó reemplazando los mercados que operaban en el *California Power Exchange*.

La reestructuración del mercado, indica CAISO⁶⁴ en la comunicación a la FERC, está compuesto por un mercado del día siguiente, un proceso de programación de hora siguiente y un mercado en tiempo real que utilizan la optimización simultánea de energía y servicios auxiliares. La programación de recursos se hace utilizando distintos algoritmos en cada uno de los mercados, de la siguiente manera: *Security-Constrained Unit Commitment* (SCUC) en el mercado del día siguiente y en tiempo real y, *Security-Constrained Economic Dispatch* (SCED) para el despacho en el mercado en tiempo real, como a continuación se detalla,

“The primary feature of the CAISO’s proposed market redesign is an integrated Day-

⁶⁴ California Independent System Operator Corporation. California Independent System Operator Corporation Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. Docket ER06-615-000. February 9, 2006. Pag. 14.

Ahead Market, Hour-Ahead Scheduling Process, and Real-Time Market (“RTM”) that involves the simultaneous optimization of Energy and Ancillary Services procurement based on Locational Marginal Pricing in a process that will also manage Congestion.

...

The series of proposed forward and Real-Time market procedures will enhance Congestion Management through optimal procurement of Generation and will “balance” all Generation, Demand, import and export schedules using a Security-Constrained Unit Commitment (“SCUC”) algorithm with an AC power flow model to enforce linear transmission constraints. In the Real-Time the use of the Security-Constrained Economic Dispatch (“SCED”) in the Real-Time Dispatch will provide optimal five-minute Dispatch Instructions consistent with resource and transmission constraints. The use of these procedures together will produce feasible financially binding forward schedules and Real-Time Dispatch Instructions, on which the CAISO can rely for operations and settlements of its wholesale Energy markets.”

En general, menciona CAISO en el *Business Practice Manual for Market Operations*⁶⁵ el objetivo del mercado en tiempo real es mantener el balance del sistema y el seguimiento la carga con una visión prospectiva más allá de la función normal del Control Automático de Generación (AGC, por su nombre en inglés).

El mercado en tiempo real consiste de los siguientes cinco (5) procesos⁶⁶:

- a. The Hour-Ahead Scheduling process (HASP)⁶⁷
- b. Real-Time Unit Commitment (RTUC)⁶⁸

⁶⁵ California Independent System Operator Corporation. Business Practice Manual for Market Operations. Version 87. Revised: January 31, 2023. Pag. 301.

⁶⁶ California Independent System Operator Corporation. Fifth Replacement Electronic Tariff. Section 34. June 1, 2022.

⁶⁷ “For most resources, the Hour-Ahead Scheduling Process (HASP) produces advisory schedules in the upcoming hour, providing guidance as to the expected resource output. HASP is also a process where resources may receive fixed schedules from Scheduling Points for Energy and Ancillary Services for an hourly block. HASP is performed after the Real-Time MPM process. HASP produces: (1) HASP Advisory Schedules for Pricing Nodes (PNodes), and (2) HASP Block Intertie Schedules for System Resources which have submitted hourly block Bids. HASP Block Intertie Schedules can include both Energy and AS. These Intertie Schedules and AS Awards are published approximately 45 minutes before the start of each Trading Hour. The primary goal of the RTM is to identify supplies to meet the system Demand Forecast and export Schedules. HASP determines HASP Block Intertie Schedules for Hourly block bid System Resources for the Trading Hour (i.e., between T and T+60 minutes) on an hourly basis instead of on a 15-minute basis. This is accomplished by enforcing constraints that ensure that the HASP Block Intertie Schedules for the 15-minute intervals are equal. For reliability reasons, the ISO may ultimately change the 15-minute schedules so that they are no longer equal across all four intervals. The LMP used to settle these schedules is the FMM LMP of the applicable 15- minute FMM Interval.” California Independent System Operator Corporation. Business Practice Manual for Market Instruments. Version 76. Revised: January 31, 2023. Pag. 27.

⁶⁸ “The Real-Time Unit Commitment (RTUC) is a market process for committing Short Start Units and awarding additional Ancillary Services at 15-minute intervals. The RTUC function runs every 15 minutes and looks ahead in 15-minute intervals spanning the current Trading Hour and next Trading Hour. The FMM is the second

- c. The Short-Term Unit Commitment (STUC)⁶⁹
- d. the Fifteen Minute Market (FMM)
- e. the Real-Time Dispatch (RTD)⁷⁰

En la operación del mercado en tiempo real, CAISO utiliza información⁷¹ de:

- a. Todos los procesos del mercado en tiempo real utiliza como base los resultados del proceso de mercado del día siguiente para cada Hora Transaccional (*Trading Hour*) del Día Transaccional (*Trading Day*).
- b. La información más reciente del *Base Market Model* utilizado en el mercado del día siguiente.
- c. Las ofertas en el mercado en tiempo real, remitidas por los agentes desde la publicación de los resultados del mercado del día siguiente (1:00 p.m del día d-1) hasta setenta y cinco (75) minutos antes a la Hora Transaccional en el mercado en tiempo real (75-minutos antes de la hora h en el día d). Las posturas de oferta que pueden remitir los agentes son equivalentes a las descritas para el mercado del día siguiente presentado en la Tabla 2 y Tabla 3 de la sección 2.1.1. Adicionalmente los MSGR, puede ofertar hasta seis (6) configuraciones, de acuerdo con las condiciones presentadas en la sección 2.2
- d. Ofertas de recursos autodespachados para aceptación en el mercado en tiempo real.
- e. Oferta de recursos autodespachados para aceptación en el proceso HASP.
- f. Oferta de VERs autodespachados para el mercado en tiempo real.
- g. Oferta económica para bloque horario para ser aceptado en el proceso HASP
- h. Oferta económica para bloque horario con Opción Intra-Horaria para aceptación en HASP y FMM

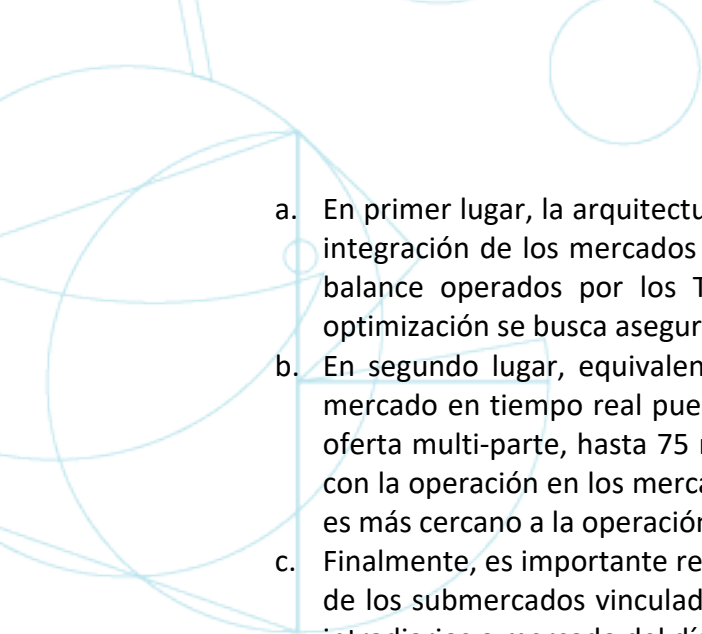
De la descripción general del mercado en tiempo real que opera en CAISO y en la comparación con los mercados intradiarios y de balance europeos se puede inferir lo siguiente:

interval of the RTUC and its results produce a binding settlement." Business Practice Manual for Market Instruments. Version 76. Revised: January 31, 2023. Pag. 28.

⁶⁹ "The Short-Term Unit Commitment (STUC) is a reliability function for committing Short Start Units to meet the CAISO Forecast of CAISO Demand for Generating Units with Start-Up times longer than can be committed in the RTUC. The STUC function is performed hourly and looks ahead approximately three hours beyond the Trading Hour, at 15-minute intervals." Business Practice Manual for Market Instruments. Version 76. Revised: January 31, 2023. Pag. 28.

⁷⁰ "The Real-Time Economic Dispatch (RTED) is a process that dispatches Imbalance Energy and dispatches Energy from AS and normally runs automatically every five minutes to produce Dispatch Instructions." Business Practice Manual for Market Instruments. Version 76. Revised: January 31, 2023. Pag. 28.

⁷¹ California Independent System Operator Corporation. Fifth Replacement Electronic Tariff. Section 34.1. June 1, 2022.

- 
- a. En primer lugar, la arquitectura del submercado en tiempo real es equivalente a la integración de los mercados intradiarios operados por los NEMOs⁷² y aquellos de balance operados por los TSOs, en el que a través de distintos procesos de optimización se busca asegurar el suministro de energía en tiempo real.
 - b. En segundo lugar, equivalente a los mercados intradiarios, los participantes del mercado en tiempo real pueden presentar posturas, en este caso en formatos de oferta multi-parte, hasta 75 minutos antes de la hora de operación. La diferencia, con la operación en los mercados Europeos es que el cierre de mercado intradiario es más cercano a la operación en tiempo real.
 - c. Finalmente, es importante resaltar que hay convergencia de los formatos de oferta de los submercados vinculados, sean estos mercados del día siguiente y mercados intradiarios o mercado del día siguiente y mercado en tiempo real. En los mercados intradiarios de EPEX Spot se pueden ofertar tanto *Block Orders*, como *Smart Blocks* y, en CAISO, se puede ofertar el formato de oferta multi-parte que opera en el mercado del día siguiente.

3.5 Propuesta

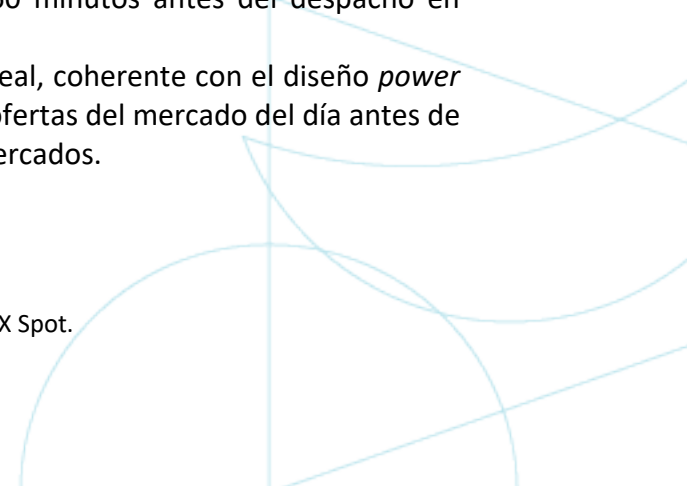
Los mercados intradiarios, que operan en diseños de mercado tipo Exchange, son equivalentes a los mercados en tiempo real que operan en diseños de mercado tipo Pool. Su propósito es ofrecer oportunidades a los participantes del mercado de balancear las desviaciones en operación asignadas en el mercado del día antes.

La practica internacional indica que los mercados intradiarios operan hasta al menos 60 minutos antes de la hora de operación, como es el caso de EPEX Spot. En los mercados en tiempo real, como el de CAISO, el mercado en tiempo real cierra 75 minutos antes del inicio del trading-hour, pero aún así existen ofertas para la programación de 1-hora antes, 15-minutos y 5-minutos que aumenta la flexibilidad para realizar ajustes en el balance de recursos. Eso sin contar que CAISO, por ejemplo, tiene un *Flexible Ramping Product*, que opera en el mercado de 15-minutos y 5-minutos para asegurar el seguimiento de la demanda neta del sistema y no utilizar los servicios auxiliares para este fin.

Por lo anterior, se propone dos alternativas sobre la propuesta planteada por la CREG:

- a. Ajustar la propuesta a un mercado intradiario continuo, que permita ajustes de posiciones del mercado del día antes, hasta 60 minutos antes del despacho en tiempo real.
- b. Ajustar le propuesta a un mercado en tiempo real, coherente con el diseño *power pool* del mercado colombiano, con ajuste a las ofertas del mercado del día antes de acuerdo a las mejores prácticas en diseño de mercados.

⁷² Nominated Electricity Market Operators, como por ejemplo EPEX Spot.



- c. De otro lado, se recomienda que la CREG complemente la propuesta con mejoras en el mercado de gas natural, para una mejor coordinación entre ambos sectores. Se propone:

- i. Fortalecer la herramienta del RUT Gas contenido en el Gestor del Mercado de Gas Natural de tal manera que presente información en tiempo real de la infraestructura de gas natural, útil tanto para el operador del mercado de energía eléctrica como para los agentes del mercado eléctrico. Esta propuesta toma la experiencia de la FERC sobre el análisis de interdependencia del sector eléctrico y de gas natural y cuyo resultado quedo plasmado en en la Orden No. 787 de 2013, donde se establece lo siguiente:

“...to provide explicit authority to interstate natural gas pipelines and public utilities that own, operate, or control facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce to share non-public, operational information with each other for the purpose of promoting reliable service or operational planning on either the public utility’s or pipeline’s system.”

- ii. Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural presentó una propuesta de *Interdealer Broker* para profundizar la liquidez del mercado secundario y de otras transacciones del mercado mayorista. Esta plataforma, voluntaria, podría servir como instrumento para centralizar y aumentar la liquidez de este mercado.

4 Mercado de servicios auxiliares o complementarios

Dentro de la propuesta contenida en el Resolución CREG 143 de 2001 se define un conjunto de servicios auxiliares o complementarios que complementan la propuesta de modernización del mercado de energía mayorista.

La CREG incorpora los servicios de regulación secundaria y terciaria de frecuencia y su remuneración, así como también un mecanismo para la contratación del servicio de arranque autónomo por parte del operador del mercado.

En esta capítulo se presentará una comparación de las definiciones de servicios auxiliares o complementarios en los mercados de Estados Unidos y Europa. Adicionalmente, se presentará la actual discusión

4.1 Propuesta Resolución CREG 143 de 2021

De acuerdo con lo contenido en el documento CREG 144 de 2021 y el reglamento del mercado de energía mayorista que acompaña la Resolución CREG 143, en la Tabla 6 se presenta las características y remuneración de la regulación primaria de frecuencia(RPF),

de la regulación secundaria de frecuencia (RSF) y de las regulación terciaria de frecuencia (RTF) propuestas.

Tabla 6 Características y remuneración de RPF, RSF, RTF

	Regulación Primaria de Frecuencia	Regulación Secundaria de Frecuencia	Regulación Terciaria de Frecuencia
Características	Los recursos de generación que presten el servicio de RPF deben poder entregar el 100% de la reserva primaria asignada dentro de un tiempo de 10 segundos, y deben ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 30 segundos.	Los recursos de generación que presten el servicio de RSF deben poder entregar el 100% de la reserva secundaria asignada, hacia arriba o hacia abajo, en un tiempo de 30 segundos a partir de recibida la consigna de ajuste por el AGC, y deben ser capaces de sostener la generación requerida durante los siguientes 30 minutos, de tal forma que replacen la variación de generación de los recursos que participan en la RPF.	Los recursos de generación que presten el servicio de RTF deben poder entregar el 100% de la capacidad de reserva terciaria asignada (hacia arriba) en un tiempo de 15 minutos a partir de recibido el comando operativo del CND, y deben poder mantener el nivel de despacho asignado al menos durante las siguientes dos (2) horas, de tal forma que tomen la variación de generación de los recursos que participan en la RSF hacia arriba.
Remuneración	No se remunera	Liquidación por disponibilidad: oferta marginal que abastece la necesidad de cada servicio de regulación en el despacho factible. Liquidación por activación: Recurso de generación hidráulico y/o variable: precio de bolsa Recurso de generación térmico: costos variables Resolución 034 de 2001	Liquidación por disponibilidad: oferta marginal que abastece la necesidad de cada servicio de regulación en el despacho factible. Liquidación por activación: Recurso de generación hidráulico y/o variable: precio de bolsa Recurso de generación térmico: costos variables Resolución 034 de 2001

Fuente: Documento CREG 144 de 2021 y Reglamento del mercado de energía mayorista. Elaboración propia.

La Comisión adicionalmente ha establecido un procedimiento para la selección, por parte del operador del mercado, del servicio de arranque autónomo por subárea eléctrica. Para tal fin, el operador del mercado anualmente realizará una convocatoria, cuya asignación se hará por orden de mérito, es decir el valor ofertado por la planta marginal, en USD/MW. Adicionalmente, cuando la planta opere se remunerará los costos variables.

4.2 Comparación de definiciones en Europa y Estados Unidos y productos en los ISOs/RTOs

La equivalencia de los servicios auxiliares o complementarios en Estados Unidos y Europa es estándar, la variación realmente está en los nombres que adoptan. En la Tabla 7 se presenta la terminología de servicios auxiliares en Estados Unidos y Europa y su asociación a la frecuencia primaria, secundaria y terciaria.

Tabla 7 Terminología de servicios auxiliares en Estados Unidos y Europa



Primary Frequency Response	Regulation Service	Frequency Containment
Secondary Frequency Response	10-minute Contingency Reserves	Frequency Restoration
Tertiary Frequency Response	30-minute Supplemental Reserve	Reserve Replacement Processes

4.3 Experiencia internacional de mercados de servicios auxiliares: discusión FERC sobre modernización de los mercados organizados de energía eléctrica

La FERC inicio un proceso de discusión sobre la modernización en el diseño de los mercados eléctrico en febrero de 2021⁷³, promoviendo una serie de conferencias técnicas que abrió con la conversación sobre los recursos energéticos requeridos en el marco de la evolución del sector eléctrico.

La segunda conferencia técnica⁷⁴ estuvo acompañada con la publicación de un Staff Paper titulado “Energy and Ancillary Services Market Reforms to Address Changing System Needs”⁷⁵. El presidente de la FERC, el comisionado Richard Glick⁷⁶ resalto en la apertura de la conferencia que el tema esencial de la conversación alrededor de la modernización de los mercados de energía eléctrica pasa por la necesidad de tener recursos flexibles y mayor flexibilidad,

We're obviously in the middle of a dramatic transformation in the way we produce and use electricity, and how we run the electric grid. We are becoming increasingly reliant on intermittent generation resources, renewables, primarily wind and solar, and they offer a lot of benefits. They reduce costs for consumers, and they also help obviously address climate change, which is the most important issue I think this country is facing from an environmental perspective today. But they also present some challenges, intermittent resources you know, as I always said the wind doesn't

⁷³ Federal Energy Regulatory Commission. Notice on Technical Conference on Resource Adequacy in the Evolving Electricity Sector. Docket AD21-10-000 Modernizing Electricity Market Design. February 18, 2021.

⁷⁴ Federal Energy Regulatory Commission. Notice on Technical Conference Regarding Energy and Ancillary Markets. Docket AD21-10-000 Modernizing Electricity Market Design. July 2021.

⁷⁵ Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. AD21-10-000. September 2021.

⁷⁶ Federal Energy Regulatory Commission. Transcript Technical Conference on Modernizing Electricity Market Design: Energy and Ancillary Services in the Evolving Electricity Sector. Docket AD-10-000. September 14, 2021. Pag 7.

always blow, and the sun doesn't always shine. And so there's a need for flexibility and flexible resources, and that's what we're here in large part to talk about today.

En el Staff Paper presentado por la FERC hay una presentación sobre el recorrido que ha tenido la regulación de los servicios auxiliares en los mercados organizados. La FERC explica que en la Orden 888 de 2002, la Comisión exigió que en los Open Access Transmission Tariff (OATT) , de lo que hoy son los ISOs/RTOs se incluyera seis servicios auxiliares como parte de la prestación del servicio de transmisión básico:

- a. Scheduling, System Control and Dispatch Service ;
- b. Reactive Supply and Voltage Control Service;
- c. Regulation (Regulation Service) and Frequency Response Service;
- d. Energy Imbalance Service
- e. Operating Reserve—Spinning Reserve Service
- f. Operating Reserve—Supplemental Reserve Service

Las RTOs/ISOs al final implementaron mecanismos de mercado para adquirir cuatro de los servicios auxiliares exigidos por la regulación:

- a. Se adoptaron mercados en tiempo real para proveer el Energy Imbalance Service.
- b. Se adoptaron mercados de servicios auxiliares para los productos de Regulation Service, Spining Reserve service y Supplemental Reserve Services mediante la co-optimización con la energía.

Los procesos de cierre del mercado de energía y servicios auxiliares en los RTOs/ISOs, establecen generalmente el precio de la energía en función del costo marginal más alto de producción de energía, y los precios de los productos de servicios auxiliares en función del costo marginal de oportunidad más alto en que incurre un recurso para proporcionar servicios auxiliares en lugar de energía.

En 2009, en la Orden 719, la FERC determinó que las normas que aplicaban los RTOs/ISOs para establecer el precio de las reservas operativas (Spining Reserve y Supplemental Reserve) no permitían que los precios se incrementaran lo suficiente ante eventos de escasez de reservas operativas, que asegurara la atención de la demanda y, en esa medida, la Comisión consideraba que las citadas reglas eran injustas e irrazonables.

En la reforma contenida en la Orden 719, la Comisión especificó cuatro alternativas que los RTOs/ISOs podrían aplicar para resolver el asunto:

- a. *Increase the energy supply and demand bid caps above the current levels only during and emergency.*
- b. *Increase bid caps above the current level during an emergency only for demand bids while keeping generation bid caps in place.*
- c. *Establish an operating reserve demand curve (ORDC), which has the effect of raising prices in a previously agreed-upon way as operating reserves grow short.*

- d. *Set the market clearing price during an emergency for all supply and DR resources dispatched equal to the payment made to participants in an emergency DR program.*

Todos los ISOs/RTOs adoptaron finalmente la tercera reforma, es decir, la implementación de una curva de demanda de reservas operativas. Una ORDC establece un programa predeterminado de precios en función del nivel de reservas operativas e incrementa el precio a medida que disminuye las reservas operativas disponibles. La necesidad de una mayor flexibilidad operativa en los mercados RTO/ISO de energía y servicios auxiliares surge de los retos operativos debidos a los cambios previstos en las cargas debido a los recursos energéticos distribuidos dependientes de las condiciones meteorológicas, la electrificación y otros factores.

Aunque cada ISOs/RTOs cumple con la obligación de comprar regulación y productos de reservas operativas, los productos comprados varían entre mercados.

Tabla 8 Resumen de los productos de regulación y reservas operativas en los ISOs/RTOs

Table 1: Summary of Regulation, Contingency Reserve, and Supplemental Reserve Products in RTOs/ISOs

	Regulation	10-minute Contingency reserves	30-minute Supplemental reserves
CAISO	Separate Up & Down products in DA & RT	DA & RT	DA & RT
ISO-NE	Single product in DA & RT	FRM & RT	FRM & RT
MISO	Single product in DA & RT	DA & RT	forthcoming in DA & RT
NYISO	Single product in DA & RT	DA & RT	DA & RT
PJM	Single product in DA & RT	RT	DA
SPP	Separate Up & Down Products in DA & RT	DA & RT	N/A

Notes. All RTOs/ISOs permit the 10-minute contingency reserve requirement to be met with either synchronized or non-synchronized resources, but most require at least half of the requirement to be met with synchronized resources. ISO-NE procures reserves in the Forward Reserve Market (FRM) through seasonal auctions that occur prior to the day-ahead market. While SPP does not procure 30 minute supplemental reserves, it does procure 10 minute reserves in excess of its contingency reserve requirement.

Tomado de: Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper

Como se mencionó en la introducción de este documento, hay un consenso en la industria sobre la necesidad de una contar con una mayor flexibilidad operacional del portafolio de recursos en los mercados organizados y de señales de precios adecuadas para incentivar y asegurar la oferta de energía y servicios auxiliares que incremente la flexibilidad disponible en el sistema. Adicionalmente, mientras los recursos energéticos variables (VERs) no sean despachables y se prevean cambios en la demanda por efecto del despliegue recursos energéticos distribuidos, electrificación y respuesta de la demanda, dichas condiciones crearan escenarios operativos diferentes a los que los ISOs/RTOs han enfrentado en el pasado.

Este desarrollo ha llevado a los ISOs/RTOs a centrarse cada vez más en la necesidad de atender la carga neta (*net load*). La carga neta se define como las carga menos la producción de los recursos no despachables (non-dispatchable resources). Los "recursos no

despachables" se definen como los recursos que no pueden responder a las instrucciones de despacho de los operadores RTO/ISO.

La variabilidad de la carga neta suele describirse en dos dimensiones:

- a. Cambios esperados y razonablemente predecibles en el día de funcionamiento y a lo largo de las estaciones.
- b. Cambios inesperados que no pueden preverse debido a la incertidumbre inherente de los componentes de la carga neta.

Varios ISOs/RTOs han destacado las características de los recursos flexibles, como la capacidad de responder rápidamente al despacho, aumentar o reducir la potencia, o arrancar rápidamente, como capacidades deseables que serán cada vez más necesarias en el futuro.

Los informes de los ISOs/RTOs y los documentos presentados a la Comisión indican que los operadores han tenido que recurrir cada vez más a acciones fuera del mercado para hacer frente a las limitaciones del diseño convencional de los mercados organizados y gestionar el aumento de la variabilidad de la carga neta debido a un nivel insuficiente de flexibilidad operativa. Estas acciones fuera del mercado pueden afectar la formación de precios en los mercados de energía y servicios auxiliares, lo que a su vez puede reducir los incentivos para invertir en las capacidades de recursos flexibles necesarias para gestionar la incertidumbre operativa.

Un reto operativo de los VERs es gestionar el tamaño y la frecuencia de las rampas de carga neta necesarias para acomodar los cambios previstos e imprevistos en la producción de los VERs y las cargas netas. Los cambios esperados en la producción de los VERs crean necesidades de rampa predecibles pero significativas que los operadores deben gestionar en tiempo real. Por ejemplo, en la Southwest Power Pool (SPP) la volatilidad de la carga neta ha aumentado desde 2016 y se espera que siga aumentando a medida que la generación eólica aumente los cambios en la carga neta en aproximadamente tres cuartas partes de los intervalos en 2020.

Incluso cuando la variabilidad de la VER se pronostica con precisión, la magnitud y la velocidad de la fluctuación diaria en muchas situaciones requieren una capacidad de rampa rápida. Por ejemplo, MISO experimenta con frecuencia fluctuaciones diarias de la producción eólica superiores a 10 GW, con frecuentes caídas bruscas de una hora que se acercan a los 6 GW. La generación de CAISO fluctúa a menudo 9 GW a lo largo del día.

Los ISOs/RTOs en conjunto con sus stakeholders están evaluando activamente opciones para reformar los mercados de energía y servicios auxiliares a fin de abordar la necesidad de una mayor flexibilidad operativa. Estos planteamientos consisten en gran medida en reformas de las normas de los mercados de la energía y los servicios auxiliares en las áreas que se pueden resumir en:

- a. Aumento de los precios de escasez aplicable a las reservas operativas
 - i. Revisiones de la curva de demanda de reservas operativas.
 - aumentar los precios de escasez;
 - adquirir reservas por encima del requisito de reserva mínima.
- b. Adquisición de mayores cantidades de productos de servicios auxiliares existentes.
- c. Creación de nuevos productos de servicios auxiliares:
 - i. CAISO - Producto – Imbalance reserve that would ensure “sufficient real-time dispatch capability to meet net load imbalances that materialize between day-ahead and real-time markets”
 - ii. CAISO - Producto - Reliability Capacity Up and Reliability Capacity Down products that would be incremental capacity procurements to meet the positive and negative difference between net load forecast and cleared non-VER physical supply.
 - iii. MISO - Producto - Product – Short-Term Reserve Product ...will address short-term reserve and capacity needs that are local, sub-regional, or market-wide in scope by creating a 30-minute reserve product.

4.4 Propuesta

Del actual análisis realizado por la FERC sobre los mercados organizados de Estados Unidos se puede inferir que los efectos de la demanda neta en la operación de los sistemas requerirán nuevos productos de servicios complementarios y una valoración que refleje el costo de oportunidad de estos.

En este sentido se propone que:

- a. Los servicios complementarios propuestos son el estándar implementado en los mercados de Estados Unidos, por ejemplo, donde su aplicación ya está quedando insuficiente. Se recomienda a la CREG, que se revise nuevos productos a la luz de las discusiones vigentes en otros mercados, con el fin de complementar lo propuesto en la Resolución de consulta y crear productos que reduzcan la discrecionalidad del operador del mercado en la gestión de la confiabilidad del sistema.
- b. Por lo anterior, se recomienda que sea la CREG y no el operador del mercado quien realice el análisis de creación de productos de servicios complementarios de la mano con la industria. En otros mercados, los ISOs/RTOs proponen reglas al regulador, pero dichas propuestas tienen un robusto proceso de discusión con los *stakeholders*, que deben respaldar la propuesta al menos con el 75% de acuerdo e incluso consensos superiores. Ese proceso no existe en Colombia.
- c. Los productos adicionales pueden ser *fast-ramping capability*, *reliability capacity up and down*, entre otros.
- d. Es relevante un cambio en la forma de valoración de los servicios auxiliares o complementarios a partir de costos de oportunidad. En la actual discusión abierta por la FERC para la modernización de los mercados organizados, existe un consenso

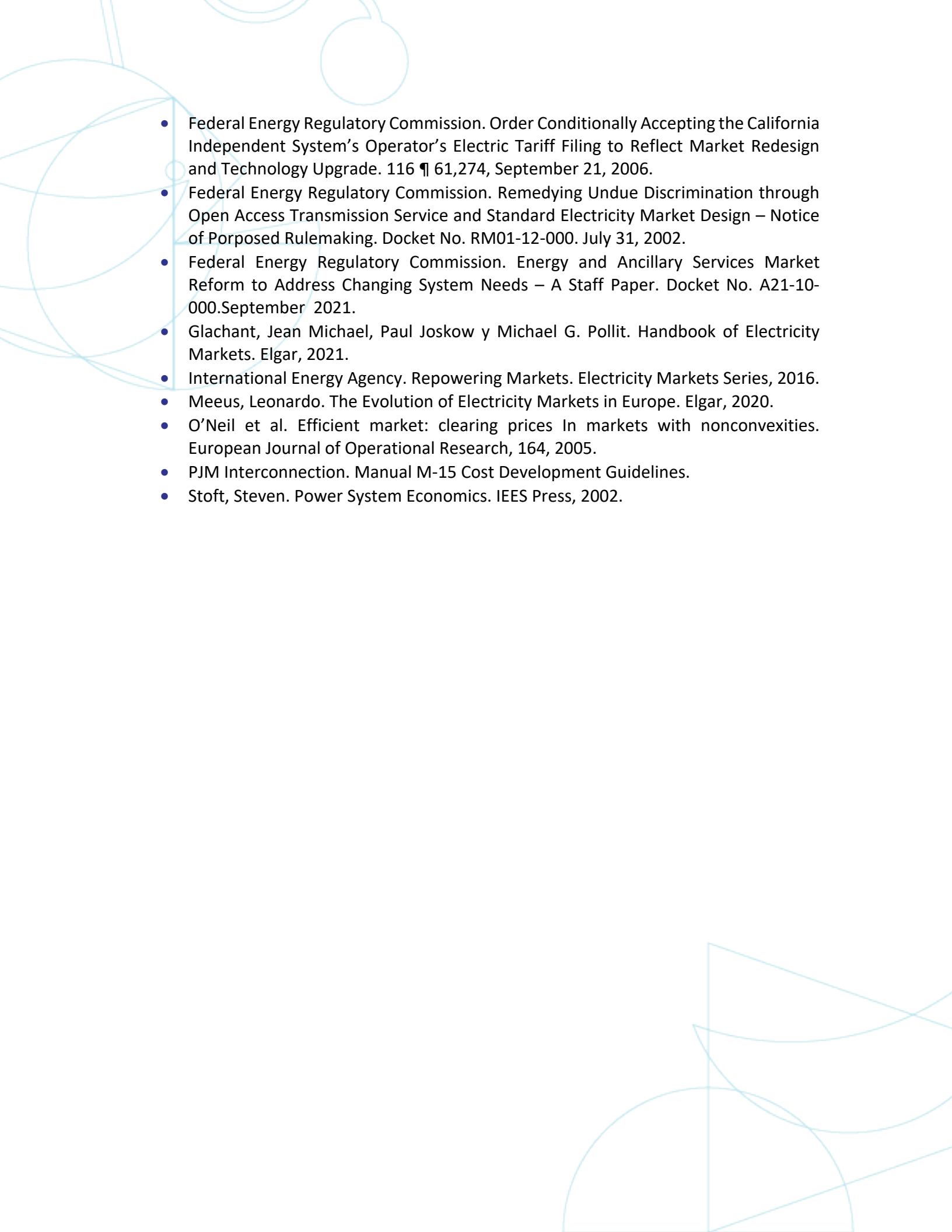
sobre la necesidad de ajustar, por ejemplo, a curva de demanda de reservas operativas (ORDC, por su nombre en inglés) que opera en todos los mercados organizados, para asegurar que revele las condiciones de escasez e incentive la oferta de energía y servicios auxiliares por parte de los recursos existentes en el mercado. Esto adicionalmente incentiva las inversiones necesarias para aumentar la flexibilidad de los recursos y así del sistema.

5 Conclusiones

Tres mensajes esenciales sobre la propuesta de Modernización de Mercado presentado por la CREG:

- a. El diseño del mercado debe permitir la operación flexible y eficiente de las plantas y para lo anterior los formatos de oferta deben incluir las características completas de las plantas. Por lo anterior, es fundamental que los formatos de oferta, sean estos multiparte como se utilizan en los diseños de mercados Pool u ofertas complejas como se utilizan en los Exchange, sean explícitamente incorporados en la propuesta.
- b. El mercado intradiario es un submercado que busca la gestión de los desbalances en el día de operación. No es clara de la propuesta porque se define un mercado intradiario con tres ventanas transaccionales y no un mercado continuo como es la práctica internacional. De hecho, los mercados intradiarios son equivalentes a los mercados de tiempo real, en el contexto de una arquitectura de *power exchange*, dadas las características institucionales de los mismos. Así las cosas, la selección de un mercado intradiario y no un mercado en tiempo real, es menos que evidente dada la característica de *power pool* del mercado colombiano.
- c. Los servicios complementarios en general son estándar en los mercados tanto Pool como Exchange. Sin embargo, la valoración de los servicios han sido el tema central de las discusiones de reforma recientes. En particular, la FERC en la reciente discusión de modernización de los mercados organizados ha llamado la atención sobre la formación de tarifas justas y razonables. Un elemento fundamental en la discusión es la existencia de precios de escasez que revelen la escasez de oferta de capacidad de los servicios complementarios. La propuesta de remuneración de los servicios complementarios basada en costos de las plantas de generación térmica dista de la práctica de asignar precios incentivo para la prestación de estos servicios.

- Battle, Carlos, Igancio Herrero y Pablo Rodilla. Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in US and Europe Day-Ahead Electricity Markets. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. CEEPR WP 2020-013. July 2020.
- California Independent System Operator Corporation. Fifth Replacement Electronic Tariff. June 1, 2022.
- California Independent System Operator Corporation. Business Practice Manual for Market Instruments. Version 76. Revised: January 31, 2023.
- California Independent System Operator Corporation. Business Practice Manual for Market Operations. Version 87. Revised: January 31, 2023.
- California Independent System Operator Corporation. Appendix A – Master Definitions Supplement. February 1, 2023.
- California Independent System Operator Corporation. Amendments to California ISO FERC Electric Tariff to Determine Appropriate Transition Costs for Use by Multi-Stage Generating Resources. July 29, 2010.
- California Independent System Operator Corporation. Amendments to California ISO FERC Electric Tariff to Include Multi-Stage Generating Resource Modeling. Docket No. ER10-1360, May 27, 2020.
- California Independent System Operator Corporation. California Independent System Operator Corporation Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. Docket ER06-615-000. February 9, 2006.
- California Independent System Operator Corporation.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 101 028 de 2022. Septiembre 16 de 2022.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 143 de 2021. Septiembre de 2021.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 034 de 2019. Abril 1 de 2019.
- EPEX SPOT. Epex Spot Operational Rules.
- EPEX SPOT. Epex Spot Trading Handbook.
- Federal Energy Regulatory Commission. Notice on Technical Conference on Resource Adequacy in the Evolving Electricity Sector. Docket AD21-10-000 Modernizing Electricity Market Design. February 18, 2021.
- Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. A21-10-000. September 2021.
- Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. A21-10-000. September 2021.
- Federal Energy Regulatory Commission
- Federal Energy Regulatory Commission. Improving Market and Planning Efficiency through Improved Software. Docket No. AD10-12.

- 
- Federal Energy Regulatory Commission. Order Conditionally Accepting the California Independent System's Operator's Electric Tariff Filing to Reflect Market Redesign and Technology Upgrade. 116 ¶ 61,274, September 21, 2006.
 - Federal Energy Regulatory Commission. Remedying Undue Discrimination through Open Access Transmission Service and Standard Electricity Market Design – Notice of Proposed Rulemaking. Docket No. RM01-12-000. July 31, 2002.
 - Federal Energy Regulatory Commission. Energy and Ancillary Services Market Reform to Address Changing System Needs – A Staff Paper. Docket No. A21-10-000. September 2021.
 - Glachant, Jean Michael, Paul Joskow y Michael G. Pollit. Handbook of Electricity Markets. Elgar, 2021.
 - International Energy Agency. Repowering Markets. Electricity Markets Series, 2016.
 - Meeus, Leonardo. The Evolution of Electricity Markets in Europe. Elgar, 2020.
 - O'Neil et al. Efficient market: clearing prices In markets with nonconvexities. European Journal of Operational Research, 164, 2005.
 - PJM Interconnection. Manual M-15 Cost Development Guidelines.
 - Stoft, Steven. Power System Economics. IEES Press, 2002.