

Transición hacia un esquema de precios nodales en el mercado eléctrico colombiano

Informe Final

Sobre el informe

El presente estudio resume los principales aspectos de implementación de la metodología de precios nodales marginales en el Mercado Eléctrico Colombiano en conjunto con el aumento en la penetración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), considerando que existen propuestas y estudios recientes de la CREG, luego de la publicación de la Hoja de Ruta de la Misión de Transformación Energética del Ministerio de Minas y Energía.

En este último informe, nuestra firma realizó un consolidado de los estudios nacionales e internacionales que abordan el tema de un mercado con precios nodales localizados desde un punto de vista teórico y práctico, así como un referenciamiento internacional. Se simularon escenarios para Colombia con un análisis práctico, para presentar unas conclusiones argumentativas sobre la implementación. De esta manera se marca una línea base del contexto aplicable para Colombia, y recomiendan ajustes al diseño que eviten situaciones subóptimas sobre el funcionamiento del esquema nodal.

El informe inicia en su parte introductoria con la definiciones clave y las respuestas a las preguntas frecuentes que pueden suscitar alrededor de los precios nodales localizados. Luego, una revisión del panorama internacional aporta conocimiento en cuanto a tendencias y metodologías ya probadas en contextos que pueden tener similitud al camino propuesto en Colombia. En el tercer capítulo del informe se recopila los avances que se han realizado de manera local hasta la fecha de presentación de este estudio, en estos se destacan las justificaciones y recomendaciones en la transición. El cuarto y quinto capítulo presenta la metodología y los resultados de los escenarios simulados por ENERSINC, además, se realiza un análisis de los resultado obtenidos. Finalmente las conclusiones y recomendaciones son presentadas en el sexto capítulo.



Cordialmente,

Jorge Sierra Almanza
CEO

Contenido

1. Introducción

- 1.1 Definiciones
 - 1.1.1 Precios Zonales
 - 1.2.1 Precios Nodales Marginales
 - 1.3.1 Rentas de Congestión
 - 1.4.1 Derechos Financieros de Transmisión
- 1.2 Preguntas frecuentes, Mitos y aclaraciones

2. Experiencias Internacionales con Precios Marginales Localizados

- 2.1 Contexto Internacional
- 2.2 Síntesis de experiencias

3. Propuestas para Colombia

- 3.1 Síntesis de Estudios Locales
- 3.2 Estudio para Propuesta regulatoria CREG

4. Escenarios de Precios nodales

- 4.1 Metodología de medición
- 4.2 Escenarios simulados
- 4.3 Características de los escenarios de acuerdo a la oferta de generación

5. Análisis de Impactos sobre tecnologías FNCER

- 5.1 Resumen de Resultados
 - 5.1.1 Delta de Precio Caribe vs uninodal
 - 5.1.2 Delta horario de precio Caribe vs precio Antioquia
 - 5.1.3 Precio nodal por áreas vs uninodal para diferentes límites intercambio
 - 5.1.4 Impacto de la penetración renovable sobre el precio de caribe
 - 5.1.5 Análisis de Precios Horarios

6. Conclusiones y recomendaciones

- 6.1 Conclusiones sobre las referencias internacionales
- 6.2 Conclusiones sobre los escenarios para Colombia
- 6.3 Recomendaciones para la CREG
- 6.4 Recomendaciones para SER

7. Referencias

8. Anexos



1. Introducción



1.1. Definiciones

Existen una serie de términos que se manejan a lo largo de todo el documento, por lo que se hace necesario unificar las definiciones de cada uno de estos. En este apartado se presentan los diferentes conceptos asociados al alcance del estudio.

1.1.1 Precios Zonales

El precio zonal representa el costo de compra y venta de energía dentro del mercado de energía mayorista (MEM), donde no se considera la red eléctrica. Esto cuando se desea atender una unidad más de demanda en cada una de las zonas en las que ha sido dividido el sistema de potencia.

Las zonas son agrupaciones de nodos en referencia al lugar geográfico del territorio. En esta metodología se pueden crear diferentes zonas o una única zona para un mismo sistema de potencia (el caso de una única zona es equivalente al caso de un único nodo). Dentro de una zona, toda la generación recibe el mismo trato; es decir, la remuneración se hace por igual al cierre del costo marginal, así mismo sucede con la demanda de energía (el pago por la componente de generación es uniforme). El precio resultante es similar a un sello postal, que caracteriza a cada una de las zonas y da información superficial.

Esta simplificación tiene como principal supuesto una red de capacidad infinita para la transmisión de potencia, en la cual no hay congestión y la potencia generada puede atender a la demanda en cualquier punto de la red. En la ausencia de congestión de la red, los precios de todos los nodos serían iguales. Bajo esta idea, en mercados o sistemas eléctricos donde la congestión de red sea fácilmente identificable, existe la posibilidad de definir zonas eléctricas en las que se asume que las líneas al interior de ella tienen una capacidad ilimitada y únicamente se consideran las restricciones entre las zonas interconectadas [1].

1.1.2 Precios nodales marginales

El precio nodal marginal (LMP, por sus siglas en inglés) representa el costo de compra y venta de energía en diferentes ubicaciones dentro del mercado mayorista de energía considerando la red eléctrica, cuando se desea atender una unidad más de demanda en cada una de las ubicaciones. Es importante mencionar que las ubicaciones no necesariamente deben corresponder a nodos de la red eléctrica y que además pueden definirse áreas de carga que se agrupen bajo un mismo precio marginal ponderado.

El modelo nodal completo es una extensión del modelo zonal, de modo que cada nodo principal tiene su propio precio. Mientras que el modelo zonal se dibuja en un mapa geográfico, el modelo nodal tiene un énfasis mucho más eléctrico. Los precios nodales pueden verse como precios zonales cuya segmentación se lleva al extremo (granularidad), de tal manera que cada zona corresponde a un nodo de la red de transmisión.

Los precios nodales marginales son un mecanismo diseñado para que los precios reflejen el valor real de la energía en diferentes ubicaciones, incluyendo patrones de carga, generación, pérdidas y limitaciones físicas de la red de transmisión [2].

1.1.3 Rentas de Congestión

Las rentas de congestión corresponden a la diferencia entre lo que se recauda a los nodos de carga (demanda) y lo que se paga por concepto de generación. Son rentas económicas que se originan como efecto de la congestión de un enlace entre zonas o nodos, que ocasionan diferencias de precios entre los mismos. Son de carácter temporal y dependen de las expansiones en transmisión [3].

En la Figura 1.1. se puede observar un ejemplo de lo que serían las rentas de congestión. En este caso se tienen dos generadores "A" y "B". Donde "A" cuenta con una capacidad de 10 MW y una oferta de \$4/MW. Mientras que "B" tiene disponible 20 MW con una oferta de \$2/MW, sin embargo, tiene una limitación en la transmisión, lo cual hace que solo pueda despachar 4 MW (congestión entre el nodo del generador "B" y el nodo de la carga "L"). Para la demanda "L" se necesita atender 10 MW. Así, los generadores "A" y "B" suministrarán 6 y 4 MW, respectivamente. Donde "A" es el generador marginal que suministrará el MW adicional en caso de ser necesario, y por lo tanto el nodo "L" tiene el costo del generador "A" (\$4/MW). La tabla A de la figura 1.1. resume el pago total (\$32) a la generación "A" y "B" por atender la demanda. La tabla B resume el cobro a la demanda por ser atendida (\$40). La diferencia resultante entre pago de generación y cobro a la demanda, es lo que denominamos renta congestión. Generalmente el valor recaudado de esta renta (\$8 para el ejemplo) va a una bolsa que incentiva disminuir las restricciones de la cual son producto.

Figura 1.1. Ejemplo renta por congestión [4]

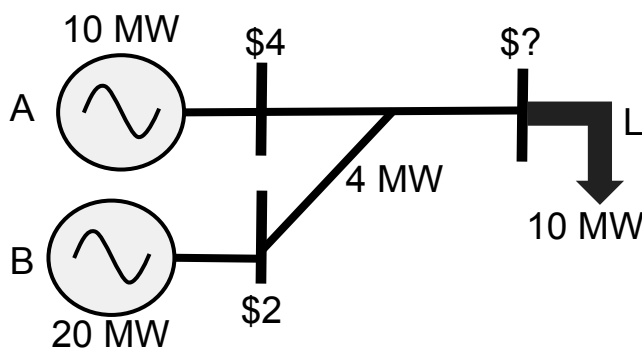
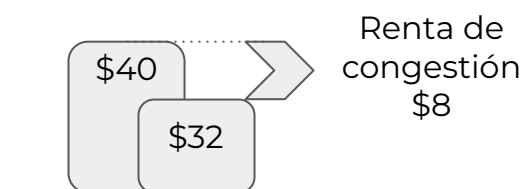


Tabla A

	Precio Nodo	MW	Ingreso
A	\$4	6	\$24
B	\$2	4	\$8
Total			\$32

Tabla B

	Precio Nodo	MW	Costo
L	\$4	10	\$40
Total			\$40



1.1.4 Derechos financieros de transmisión (FTR)

Los FTR (*Financial Transmission Rights*) son coberturas de precio en distintos nodos del sistema, que obligan y dan el derecho a sus titulares a pagar o cobrar las diferencias de precio que resulten en el nodo origen y en el nodo destino de la electricidad (renta de congestión), sin otorgar un derecho físico para usar la red de transmisión. Además, desde un enfoque del MEM permite a los agentes cubrirse frente a los riesgos del precio en el mercado del día anterior, que se generan por la congestión de las redes de transmisión, debido a que brinda mejor certeza del precio de entrega de energía a través de la red de transmisión [5].

Los FTR normalmente son subastados trimestralmente por el administrador del mercado y pueden tener diferentes duraciones (mensual, trimestral, semestral, entre otros). La mayoría de los FTR están estructurados como obligaciones, lo que significa que el titular del FTR obtiene la diferencia entre los LMP de los nodos pactados, sin importar si esa diferencia es positiva o negativa. Por ejemplo suponga el caso de los dos nodos “a” y “b”, si $LMP_b > LMP_a$, el administrador del mercado paga dinero al titular del FTR. Si $LMP_b < LMP_a$, el titular del FTR debe pagar al administrador del mercado.

1.2. Preguntas frecuentes, Mitos y aclaraciones en Colombia

Desde el punto de vista del mercado colombiano y pensando en una posible implementación de precios nodales, es preciso que surjan varias ideas, puntos relevantes e hipótesis sobre el tema, por consiguiente y teniendo en cuenta lo presentado anteriormente, se listan a continuación varias preguntas o pre-concepciones generales que se tienen sobre la implementación de un nuevo esquema con precios nodales.

1.2.1 ¿Se pueden presentar precios negativos? ¿En qué condiciones se daría este fenómeno en Colombia?

Un LMP negativo significa que consumir un MW adicional de carga en ese nodo reducirá el costo operativo, es decir, una mayor carga crea un contraflujo que tiende a mitigar la congestión en un elemento o una zona, permitiendo el envío de generación más barata, lo que reduce el costo operativo general. Esta situación particular ocurre en sistemas con alta congestión, y en donde atender un MW adicional implique inyectar en algún nodo generación muy económica y disminuir, en otro nodo, generación costosa. En ese sentido, la formación del precio podría llegar a ser negativo.

En Colombia, en períodos de baja demanda y alta hidrología, en algunas zonas se producirían vertimientos y tendría sentido económico para que el modelo de las plantas hidráulicas ofrezcan la mayor cantidad de energía posible a precios muy bajos en esos períodos. Tal situación, eventualmente, podría llevar a algunos precios negativos en el sistema. Sin embargo, después de un análisis técnico con escenarios de despacho se

podría determinar la posibilidad de ocurrencia de tal situación. Los reportes en la literatura indican que lo que induce los precios negativos, es aquella generación que recibe algún incentivo económico o que por sus características técnicas resulta menos costoso no cambiar su programa de despacho; en ambas situaciones los generadores siguen percibiendo ingresos, aunque a un nivel diferente.

1.2.2. ¿En qué casos la demanda podría pagar más que lo que reciben los generadores (G)?

En la práctica, los diseños de mercado LMP completos capturan no sólo los costos de generación sino también los costos marginales de la congestión en el sistema y las pérdidas marginales creadas por una unidad adicional. Es decir, en Colombia un sistema de LMP daría señales para la recuperación de costos de Generación en mérito y por seguridad ($G + R$). Desaparecería o se modificaría la componente de Restricciones y se estimaría el costo de las pérdidas de transmisión (P). Además se originaría una renta de congestión que daría señales de precios para la transmisión (T). Por lo tanto, la demanda dentro de un mismo precio localizado reflejaría gran parte del costo de la energía o de las tres componentes de la fórmula tarifaria para el usuario final: $G + T + R + P$.

En otras palabras, con LMP la demanda usualmente pagaría más que lo que reciben los generadores para remunerar, dar señales de precio o compensar las otras componentes de la fórmula tarifaria.

1.2.3. ¿Los contratos de energía tendrían que negociarse con precios localizados?

De acuerdo con las discusiones de la Misión de Transformación Energética, el precio spot al que venden los generadores será el precio LMP, y el precio al que compran los comercializadores también será el precio localizado. En otras palabras, si un comercializador o un generador desea realizar una cobertura ante la volatilidad del precio del nodo, deberá realizar un acuerdo con base en el riesgo que está enfrentando, que debería ser el precio del nodo donde retira o entrega la energía y los nuevos contratos deberían indicar el punto de entrega de la energía, con un precio de compra venta libremente acordado.

1.2.4. ¿Qué pasaría con los contratos actuales firmados a precio Uninodal?

El principio de libertad contractual que otorga la facultad subjetiva pactada de los agentes para decidir con qué precio se liquida un contrato y el código civil (Ley 1071 de 2018 - ARTÍCULO 1602) el cual indica que "Los contratos son ley para las partes" evitaría que se prohíba la celebración de contratos con condiciones diferentes a las que indique la regulación y que se tengan que modificar los contratos previamente existentes.

1.2.5. ¿Las obligaciones de Cargo por Confiabilidad se medirían con la generación física?

Los esquemas con LMP se caracterizan por no tener un despacho ideal para verificar el cumplimiento de compromisos. Si bien en el diseño del mercado con LMP aún no se han

definido los ajustes al Cargo por Confiabilidad, es razonable que las nuevas Obligaciones de Energía Firme que se adjudiquen después de implementar LMP tengan un carácter físico con la generación real si se quiere dar señales de localización a las nuevas plantas, que es uno de los objetivos del esquema LMP.

El problema con este enfoque de utilizar la generación real para verificar los compromisos es que las congestiones y disponibilidad de la red de transmisión se vuelve relevante para el cumplimiento de las obligaciones y traería consigo controversias en el diseño.

1.2.6. ¿El precio de escasez tendría que ser localizado?

Todo dependerá de los ajustes que se realicen a la liquidación del mercado con el esquema LMP. En principio, podrían definirse diferentes precios de escasez localizados o utilizar otro umbral de precio para determinar cuándo se activa la escasez.

1.2.7. ¿Cómo se afectarían los servicios complementarios con LMPs?

Depende del tipo de servicio complementario, si bien en principio este servicio se asigna a toda la demanda, hoy los mercados ya han iniciado a asignarlos a los causantes, como es el caso de España, Italia y California. Una ventaja importante de un mercado LMP es que hace que la introducción de servicios complementarios adicionales sea sencilla. El operador del sistema incorpora una restricción adicional en el mecanismo de fijación de precios LMP que especifica el requisito para ese servicio complementario.

1.2.8. ¿Cómo se afectarían las subastas de renovables?


Entendiendo que las subastas buscan que se firmen contratos de largo plazo entre comercializadores y generadores, en ese sentido, se podría flexibilizar el pactar precios negociados por las partes y crear nuevos mecanismos de subasta localizados; esto es subastas de forma nodal (o zonal) a fin de reducir los precios de nodos con altos precios. Sin embargo, esta actividad es determinada por el ente regulador de energía CREG.

1.2.9. ¿Cómo se reflejarían los precios en zonas de alta penetración de energía renovable?

Los precios serán competitivos mientras la generación de estos nodos y los límites de congestión no estén al máximo de capacidad; de no ser así, se pueden presentar precios muy bajos por competencia a lo largo del sistema. Ejemplo de ello, se puede ver en algunos periodos del mercado chileno en donde los precios se acercan a cero en nodos que presentan alta generación renovable.

1.2.10. ¿Cuántos nodos quedarían y con qué criterios se establecerán?

Existen varias metodologías para definir la granularidad de una representación nodal, pues hay mercados que representan sus nodos por medio de: zonas que agrupan varios nodos, niveles de tensión, áreas geográficas y la red completa. La decisión final o los criterios que ayudarán a establecer la cantidad de nodos serán los procesos de liquidación en los que participan los agentes del mercado ya que con este mecanismo se integra la generación y la demanda.

A hand is pointing to a map of Europe. The map is overlaid with a blue grid and has various cities and regions labeled. The text is in white and is positioned on the left side of the map. The background is a dark blue color.

2. Experiencias Internacionales con Precios Marginales Localizados



2.1. Contexto Internacional

La formación del precio en los mercados de electricidad de todo el mundo está dividida principalmente en dos tipos de metodologías [6], tal como lo muestra la tabla 2.1. En el caso europeo y oriental se tiene que en su mayoría el diseño de mercado es del tipo zonal (ZMP, zonal marginal price), el cual puede ser formado por varias zonas o una única zona; mientras que en contexto norte americano predomina un diseño del tipo nodal (LMP, locational marginal price).

El modelo de zona es el mecanismo principal que se introdujo para hacer frente a la congestión en Europa. Debido a muchos supuestos iniciales, este modelo es una simplificación de gran alcance en relación a la situación real en el mercado nodal. Las transacciones de mercado para la compra y venta de energía son realizadas por los actores del mercado que son parte de la transacción, eludiendo las restricciones de la red de transmisión, lo que frecuentemente se relaciona con la impracticabilidad técnica de este tipo de operaciones y la necesidad de acciones correctivas por parte del operador del sistema [7]. Esto significa que algunos generadores deben reducir su producción en relación con su despacho diario, mientras que a otros se les exige que produzcan más que su despacho programado independientemente del precio de oferta. La generación que requieren incrementar su producción debido a la configuración de la red de transmisión u otras restricciones operativas entran a las denominadas reconciliaciones que pueden ser positivas o negativas. Todos los mercados zonales tienen un proceso de gestión de la congestión que tiene lugar después del cierre formal del mercado a corto plazo y la operación del sistema en tiempo real; la forma en que se compensa a los generadores por las reconciliaciones es diferente en cada uno de los mercados zonales. Un mercado zonal lleva a formaciones de precio altas cuando el agente generador sabe que su despacho será efectivo, lo cual eleva el costo total de la electricidad en los usuarios finales. Sin embargo, este modelo se acepta políticamente a menudo como un mecanismo para la igualdad de trato de los participantes del comercio de energía [8].

Comenzando con PJM en 1998 y terminando con ERCOT a fines de 2010, todos los mercados de EE. UU. han adoptado un diseño de mercado de precios marginales LMP que optimiza la adquisición de energía y servicios auxiliares. En el mercado nodal las transacciones son administradas por el operador a través de un mecanismo similar a una subasta donde los proveedores individuales presentan sus ofertas teniendo en cuenta los precios actuales, los costos de inversiones futuras, el lugar del suministro y consumo de energía, es decir, los costos nodales. Solo las unidades de generación que realmente pueden operar serán aceptadas para atender la demanda y se les pagará un precio más alto o menor que el LMP promedio, dependiendo de la capacidad de la red de transmisión [9]. La experiencia de los países con mercados de precios nodales revela una amplia gama de oportunidades para enfrentar los desafíos emergentes en el mercado y, por lo tanto, puede facilitar una mayor integración de tecnologías de generación renovable intermitente [10].



Tabla 2.1. Panorama internacional sobre los mercados eléctricos [6,10]

Mercado	País	Estado	Página web	Capacidad (GW)	Tipo de despacho
Oceanía					
AEMO_NSW	Australia	Nueva Gales del Sur	aemo.com.au	18	ZMP
AEMO_QLD	Australia	Queensland	aemo.com.au	13	ZMP
AEMO_SA	Australia	Sur de Australia	aemo.com.au	5	ZMP
AEMO_VIC	Australia	Victoria	aemo.com.au	10	ZMP
IMO	Australia	Oeste de Australia	imowa.com.au	7	ZMP
Transpower	Nueva Zelanda		transpower.co.nz	10	LMP
Europa					
APX_NL	Países bajos		apxgroup.com	23	ZMP
APX_UK	Reino Unido		apxgroup.com	90	ZMP
BELPEX	Bélgica		belpex.be	17	ZMP
EPEX_CH	Suiza		epexspot.com	17	ZMP
EPEX_D	Alemania		epexspot.com	134	ZMP
EPEX_F	Francia		epexspot.com	117	ZMP
EXAA	Austria		exaa.at	20	ZMP
GME	Italia		mercatoelettrico.org	107	ZMP
Nordpool	Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca		nordpoolgroup.com	96	ZMP
OMIE	España, Portugal		omie.es	105	ZMP
OPOCOM	Rumania		opcom.ro	21	ZMP
POLPX	Polonia		tge.pl	36	ZMP
Norteamérica					
AESO	Canadá	Alberta	aeso.ca	13	ZMP
ERCOT	USA	Texas	ercot.com	106	LMP
ISO_NE	USA	Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, Vermont	iso-ne.com	36	LMP
MISO	USA, Canadá	Illinois, Indiana, Iowa, Michigan, Minnesota, Nebraska, North Dakota, South Dakota, Wisconsin	misoenergy.org	179	LMP
NYSO	USA	New York	nyiso.com	42	LMP
OIESO	Canadá	Ontario	ieso.ca	37	ZMP



Continuación Tabla 2.1. Mirada internacional sobre los mercados eléctricos

Mercado	País	Estado	Página web	Capacidad (GW)	Tipo de despacho
Norteamérica					
PJM	USA	Delaware, District of Columbia, Maryland, New Jersey, Ohio, Pennsylvania, Virginia	pjm.com	147	LMP
Asia					
ATS	Russia		atsenego.ru	230	ZMP
EMC	Singapore		emcsg.com	11	LMP
IEX	India		iexindia.com	165	ZMP
KPX	South Korea		kpx.or.kr	79	ZMP
Latinoamérica					
CENACE	México		cenace.gob.mx	90	LMP
CEN	Chile		coordinador.cl	28	LMP
COES	Perú		coes.org.pe	15	LMP
CAMMESA	Argentina		cammesaweb.cam mesa.com	42	ZMP
CCEE	Brasil		ccee.org.br	175	ZMP

Recientemente, las crecientes cantidades de capacidad de generación renovable intermitente en muchos mercados europeos han hecho que defectos de diseño de mercado sean más evidentes y consecuentes. Tanto es así que varios mercados europeos están considerando implementar el diseño de mercado de consenso de los EE. UU., un mercado LMP de múltiples asentamientos que co-optimiza la energía y los servicios auxiliares.

Los principios de la fijación de precios nodales se pueden implementar de diferentes maneras: (a) fijación de precios nodales total, es decir, tanto los generadores como el lado de la demanda están expuestos a precios nodales como en el caso de Nueva Zelanda y PJM o (b) mixto como en el caso de Australia, por ejemplo, el precio se transformó en un promedio ponderado de los precios nodales por región, es decir una formación nodal que se promedia zonalmente [8]. La ventaja de un mercado LMP es que elimina por completo la necesidad de un proceso formal de gestión de la congestión y el pago de los costos de redespacho resultantes. El modelo utilizado para establecer los precios de mercado y los niveles de despacho respeta la configuración de la red de transmisión y otras restricciones operativas relevantes al establecer los precios nodales y los niveles de despacho.



Impacto de las fuentes de energía renovable no convencional en el mercado

De acuerdo a la literatura, las energías renovables no convencionales impactan en gran medida al sistema de potencia, entre los elementos afectados están los precios de la electricidad dentro del mercado de energía mayorista, el comportamiento de la demanda, la planeación del despacho, las cantidades de reservas, entre otros [28]. Las características de las FNCER en cualquier sistema de potencia tienden a aumentar la incertidumbre en la operación, esto debido a la variabilidad del recurso. Sin embargo, los avances en cuestión de pronósticos permiten aprovechar en mejor medida los beneficios y bajos precios de producción. Adicionalmente cuando nos referimos la penetración de renovables, esta es mostrada de manera global, sin embargo, en la mayoría de los casos estos recursos se ven limitados en su expansión de acuerdo a su posición geográfica.

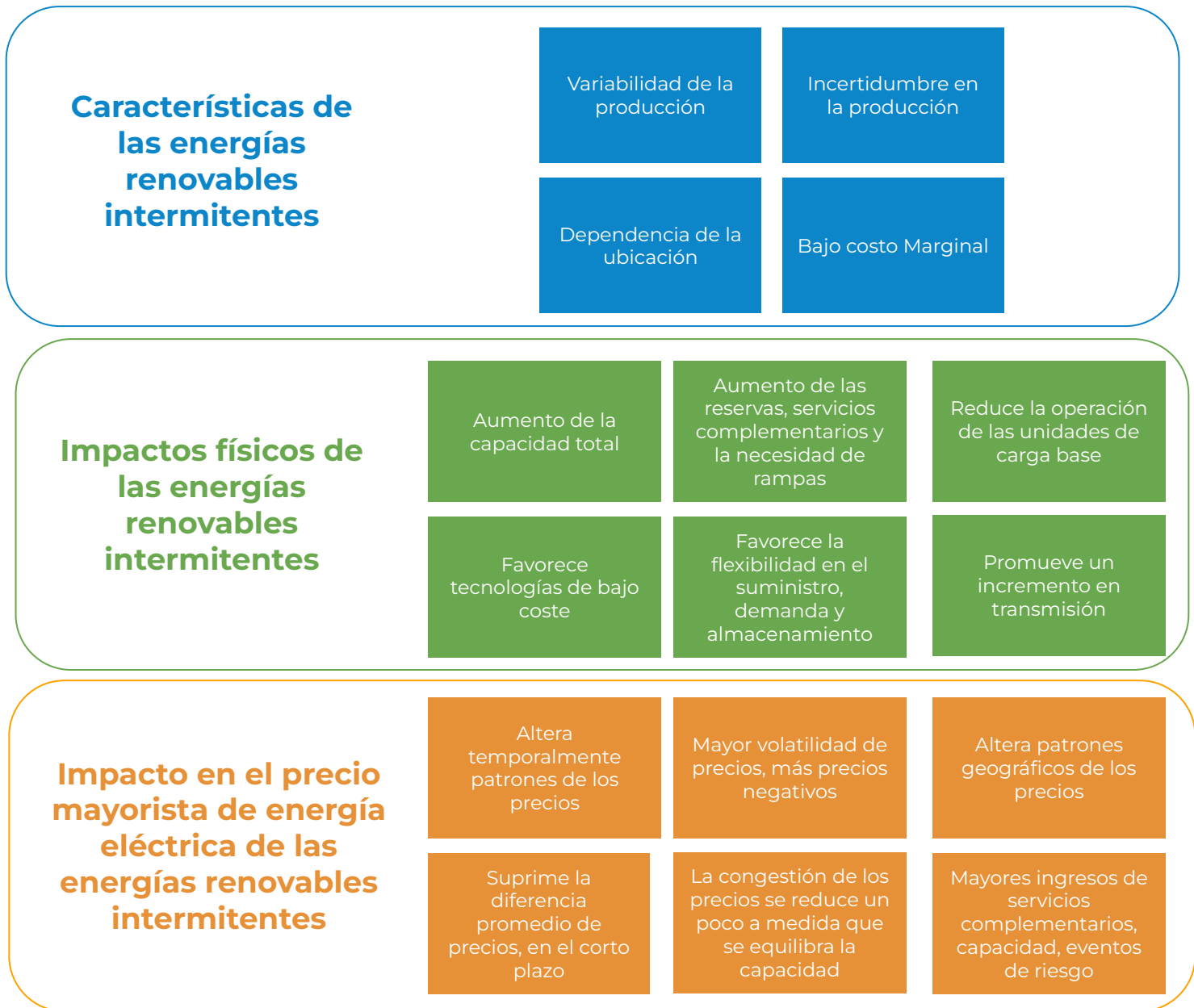
La implementación de fuentes de energía renovable no convencionales en un sistema eléctrico supone un reto logístico y un cambio en la operación de la red, el cual se ve reflejado de manera económica. Este tipo de recursos presentan precios de mayor competencia frente al resto de recursos generación. Adicionalmente se ha observado que dadas sus características favorecen la flexibilidad de la red, facilitando la entrega de servicios que dan soporte de tensión o de rápida respuesta en cambios de potencia. Así también, se ha evidenciado que el usuario puede participar a través de generación distribuida en donde la generación se acerca más al lugar de consumo. Sin embargo, aspectos como la incertidumbre en la producción hace necesario que los requerimientos en reservas de potencia y capacidad de rampa puedan verse aumentados, esto con el fin de mantener una operación segura en todo momento.

Desde el punto de vista económico los patrones del precio se ven alterados y presentan volatilidad, sin embargo, los mercados estadounidense (CAISO, ERCOT, SPP, MISO, PJM, ISONE, NYISO) muestran una tendencia decreciente en el precio de bolsa a medida que aumenta la penetración de FNCER [28]. En estos mercados de precios marginales localizados, aparecen patrones que muestran diferencia de precios producto de la ubicación geográfica de los recursos, sin embargo, estas pueden ser interpretadas como señales positivas pues permiten ubicar con precisión la expresión a fin de aliviar las congestiones localizadas. Cuando las señales de precio son atendidas de manera adecuada las diferencias de precio se ven reducidas entre las ubicaciones, lo cual permite que más usuarios puedan acceder a generación de menor costo.

A continuación en la Figura 2.1 se resumen las características, impactos físicos e impactos de precio que se han descrito.



Figura 2.1. Características e impactos esperados en el sistema de potencia de las energías renovables intermitentes



Fuente: Lawrence Berkeley National Laboratory - "Impact of Wind, Solar, and Other Factors on Wholesale Power Prices" (2019)



2.2. Síntesis de experiencias

Para evaluar la experiencia de los mercados que hicieron la transición a la formación del precio del basada en la teoría noda LMP, se formularon las siguientes preguntas que dan cuenta de ello:

¿Cómo se comportaron las inversiones en Transmisión?

Para evaluar que el comportamiento de las inversiones fuera debido al cambio al esquema de precios que presentó el mercado de ISO-NE, se analizaron los reportes de mercado cercano a las fechas de dicho cambio (Marzo de 2003). En [30] se muestra que el uso de los esquemas LMP no han sido suficientes para aumentar la inversión en la generación ni en la infraestructura de transmisión. Aunque entre el 2002 y 2010 se instalaron alrededor de 300 nuevos proyectos de transmisión en el sistema operado por ISO-NE [31], no existe evidencia de que estos incrementos en la infraestructura sean debido a las señales de precios asociadas con los mercados con esquemas LMP o que los esquemas LMP hayan sido efectivos para aumentar las inversiones en la infraestructura de transmisión; por el contrario, los mercados con este tipo de esquemas se han enfrentado a cierto tipos de barreras como incentivos económicos para la competencia o barreras estructurales para la entrada de nuevos actores [30].

¿Se mitigó/aumentó el poder de Mercado?

Inicialmente, en los EEUU, el poder de mercado se intentó limitar imponiendo límites en la propiedad de la generación en una zona geográfica. Sin embargo, estos mecanismos no funcionaron y se abandonaron, por lo que se optó por estrategias locales. Hoy todos los mercados LMP de EE. UU. tienen un mecanismo de mitigación del poder del mercado local (LMPM). El cual generalmente adopta alguno de los dos enfoques para abordar el ejercicio del poder de mercado unilateral en los mercados mayoristas de electricidad: (1) un mecanismo automático de mitigación del poder del mercado local en el mercado de corto plazo y (2) cobertura suficiente de la demanda final con contratos a plazo de precio y cantidad fija comprados con suficiente antelación a la entrega para permitir que los nuevos participantes compitan con las empresas existentes para suministrar estos contratos. Un mecanismo LMPM es un procedimiento administrativo preespecificado (escrito en las reglas del mercado) que determina: (1) cuándo un proveedor tiene poder de mercado local digno de mitigación, (2) qué se le pagará al proveedor mitigado y (3) cómo la cantidad que se le paga al proveedor afectará los pagos recibidos por otros participantes del mercado. Otra forma de mitigar poder de mercado es haciendo públicos todos los datos del mercado. Según Wolak. Los mercados de EEUU tienen un monitoreo formal de mercado que hacen análisis y publican información de su desempeño.



¿Se redujo/aumentó el precio para la demanda (en algunos nodos o neto)?

Los costos de energía en el mercado de ISO-NE, luego de la transición a un mercado de electricidad basado en LMP, ha mostrado un costo anual promedio con tendencia a la baja. ISO-NE tiene una matriz energética con una alta participación de generadores de gas natural. Esta característica hace que los costos marginales tengan una alta dependencia del precio del combustible, afectando los precios de la energía a causa de la volatilidad del precio del gas ante ciertos eventos [30, 31]. Debido a la continua necesidad de comprometer la generación suplementaria fuera de mérito, las congestiones en ISO-NE se han mantenido baja, lo cual a su vez mantiene bajo los efectos de la congestión del LMP [32]. En el mercado de CAISO según [29], se evidenció una reducción de aproximadamente 105 millones de dólares en los costos anuales de generación al año siguiente de la implementación los LMP (2010) , lo cual fue producto de mejores despachos de los recursos de generación con gas, disminuyendo costos de arranque y parada que no eran comúnmente previstos. Adicionalmente los LMP facilitaron la integración de recursos renovables intermitentes de lo cual hoy CAISO es caso de éxito. En el caso de Chile son pioneros en los esquemas de precio nodal, por lo cual los datos de su transición no están claros. Sin embargo, en 2017 cuando los dos sistemas principales realizaron la interconexión se evidenció un equilibrio de los precios, donde los nodos más "baratos" fueron dominantes, presentado una condición favorable para la demanda que conecta en dichos nodos.

¿Se crearon nuevos Servicios Complementarios para renovables?

En varios mercados de EEUU con recursos renovables significativos se han creado servicios complementarios de rampas rápidas para equilibrar los cambios drásticos en el sistema cuando la energía solar desaparece al final del día. Estos servicios los proveen plantas baratas con capacidad de respuesta rápida. En general, el mecanismo de precios nodales permite incluir nuevos productos al mercado adecuando apropiadamente las ecuaciones correspondientes en la función objetivo y restricciones.

Luego de la entrada de los costos marginales localizados al mercado de ISO-NE en 2003, se realizaron algunos cambios en las estructuras y optimización del mercado [33], entre ellos proponer un mercado de servicios complementarios que se co-optimizará con el mercado del día siguiente. Adicionalmente, en los años recientes, ISO-NE ha propuesto una serie de mercados de reservas para lidiar con las incertidumbres, entre ellos. Aunque los nuevos servicios complementarios no limitan la participación de la generación renovable, estos servicios no estaban específicamente diseñado para ellos. La orden FERC 755 obliga a los operadores de sistemas a agregar un pago por desempeño dentro de los mercados de regulación de frecuencia. Este pago por desempeño aumenta la participación de los recursos de rampa rápida, entre ellos recursos renovables como las BESS, debido a que provee mayores incentivos de pago a los recursos de rampa rápida. En el caso de New England, el ISO-NE provee 2 tipos de señales para la regulación rápida: energy-neutral continuous (ENC) y energy-neutral trinary (ENT). La señal ENT es



específicamente diseñada para los recursos con tecnologías alternativas de regulación, que es donde ISO-NE ha categorizado los sistemas de almacenamiento de energía [34]. Por parte de CAISO, este cuenta con cuatro tipos de servicios complementarios de electricidad, en los cuales no se incluyen la participación de los recursos de generación renovable intermitente, sin embargo, en [35] se reporta que el equipo del proyecto, formado por expertos de CAISO, First Solar y NREL, ha desarrollado el concepto de demostración y el plan de prueba para mostrar cómo varios tipos de controles de potencia activa y reactiva pueden aprovechar el valor de la generación fotovoltaica de ser un simple recurso de energía intermitente a un recurso que proporciona una amplia gama de servicios auxiliares. También mencionan que “con algunas actualizaciones operativas relativamente simples y rediseños del mercado, prácticamente todas las plantas intermitentes podrían proporcionar los servicios auxiliares y ser compensados por ellos, creando nuevos mercados para los recursos renovables separados de la energía.” En 2020 el parque solar “luz del norte” en Chile fue el primero de su tipo en entrar a participar del mercado de servicios complementarios en el país, lo cual da la posibilidad a que más fuentes de energía no convencional se sumen a brindar servicios complementarios de manera comercial.

¿Se utilizaron las mismas/distintas Metodologías de cálculo?

Se utiliza la misma metodología de cálculo de LMP que en PJM, NYISO, CAISO, ISO-NE y los otros operadores de EE.UU. En cualquier punto de la red dentro de la jurisdicción del ISO los precios marginales localizados se calculan basados en los precios sombra que salen como variables duales del proceso de optimización. La formulación que se utiliza es la mencionada en secciones del presente documento para CAISO o ISO-NE. En la fórmula de cálculo tiene en cuenta el costo marginal de la energía que es igual para todo el sistema, el costo de congestión del nodo específico para el cual se calcula y las pérdidas en las que se incurre debido a la transmisión de la energía [34]. Existen 2 métodos generalmente aplicados al cálculo de LMP en los sistemas de potencia: Uno incluye el cálculo de los tres componentes por separado y luego sumarlos; el otro método incluye el cálculo en conjunto de los LMP basados en un modelo completo y luego obtener la diferencia del precio total y cada punto en cuestión [36]. Tradicionalmente la optimización está basada en el flujo DC, sin embargo, se utiliza el modelo AC para estimar la componente de pérdidas y verificar la validez de los de los despachos.

¿Por qué se dan los precios negativos?

Los LMP pueden ser negativos. Este es otro resultado económico extraño donde los precios negativos en los mercados de la electricidad pueden ser perfectamente naturales. De hecho, ocurren con mucha frecuencia. En tales circunstancias, los generadores tendrían que pagar a la RTO para vender electricidad y los compradores cobrarían por consumir electricidad. Pueden surgir precios negativos porque los generadores pueden no tener la flexibilidad operativa para responder a las condiciones del sistema que cambian rápidamente.



Supongamos que la demanda de electricidad en alguna zona se redujo repentinamente en gran medida. El generador que atiende esa demanda no puede responder con la suficiente rapidez. Podría apagarse, pero con un costo. En esta situación, el LMP puede volverse negativo, lo que indica al mercado que equilibrar la oferta y la demanda mediante la reducción de la oferta (apagar el generador) sería costoso. En cambio, la demanda y la oferta podrían equilibrarse aumentando el consumo, lo que en realidad ahorraría costos para el generador. A menudo observamos precios negativos cuando hay aumentos repentinos de energía eólica o solar en una región determinada, porque estos aumentos efectivamente inundan la red eléctrica con electricidad muy barata.

¿Cómo eran los mercados antes de su transición a los precios LMP?

En EEUU, cuando el precio era zonal, calculado sin considerar restricciones reales (versiones simplificadas de la red) del sistema, algunos agentes podrían incrementar sus ingresos sabiendo que en la vida real tales restricciones debían satisfacerse. Esto genera que haya plantas en mérito que no pueden operar, y plantas por fuera de mérito operando por temas de la red. Aparecen los conceptos de reconciliaciones positivas (para plantas fuera de mérito) y negativas (para plantas en mérito). De acuerdo con [29], estas reconciliaciones han mostrado ser cerca del 20% de los ingresos del mercado y han alcanzado niveles del 40%. Las reconciliaciones son uno de los principales aspectos a modernizar en el mercado en Colombia. La situación podría ser aún peor con el crecimiento de los FNCER si se compara con el caso europeo. Por ejemplo, en Alemania, los costos de hacer factibles los despachos (análogos a las reconciliaciones en Colombia) fueron de 1 billón (mil millones) de euros en 2017. Por esta razón, se ha analizado tener un mecanismo de precios más granulado.

¿Se han creado nuevos productos en los mercados LMP como consecuencia de la penetración de renovables?

En los años recientes, para enfrentar el aumento en la incertidumbre debido al incremento de la energía renovable (principalmente eólica y una parte solar fotovoltaica), y la salida de diferentes plantas de generación, principalmente de carbón y nuclear, se han propuesto diferentes soluciones de mercado por el operador ISO-NE [34], entre los que se encuentran:

- Mercado de energía de múltiples días: Expande el actual horizonte de optimización del mercado de energía del día anterior (day-ahead) a un mercado con un horizonte de tiempo mayor de múltiples días.
- Nuevos servicios complementarios en el mercado day-ahead: Nuevos tipos de servicios complementarios voluntarios que proveen la flexibilidad para lidiar con las incertidumbres del día operativo. Los nuevos servicios complementarios propuestos por ISO-NE serían un servicio de reservas para contingencias en la generación (GCR) que aseguren las reservas de energías operativas requeridas; Reservas para el reemplazo de energía (RER), y reservas para desbalances de energía (EIR) [36].

- Seasonal Forward Market: Un mercado opcional que brinde a los propietarios de activos tanto el incentivo como la compensación necesaria para invertir en generación complementaria para abordar los retos con los inviernos intensos venideros.

Como parte de síntesis de los mercados se destaca algunas de las características relevantes de estos a continuación, el detalle se encuentra en el Anexo.



- Mercado con alta integración de renovables
- Precios zonales.
- Cada zona o área de licitación maneja su propia congestión eléctrica y puede tener saldo, déficit o superávit de electricidad.
- Los límites de intercambio entre áreas determinan si los precios son iguales o diferentes entre las distintas áreas.
- Promueve la interconexión de los sistemas de transmisión de los países asociados y no asociados.
- Impulsa la inversión en energías renovables.
- Mercado de servicios complementarios en tiempo real.



- LMPs con modelo de precios marginales.
- Debido a su topología y a su bajo nivel de enmallamiento, las fuentes no convencionales de energía renovable tienen un alto impacto en los precios.
- Cargos por congestión (peajes), no se utilizan FTRs, sin embargo, existen excesos de fondos después de la liquidación.
- Ha impulsado la participación de energías renovables (53% de la matriz energética actualmente).
- Ha impulsado la descarbonización de la matriz energética (Meta de cierre de las centrales a carbón para el 2040).
- Mercado de servicios complementarios que acepta la participación de fuentes renovables no convencionales.



- Precios nodales.
- LMPs hasta cada cinco minutos en el mercado en tiempo real.
- Cálculo de LMPs a partir del costo marginal del sistema en la barra del sistema, más los costos marginales de pérdidas y congestión en cada nodo.
- Gestionan el riesgo de congestión mediante derechos financieros de transmisión (FTRs).
- Desde su implementación en el 2003 ha promovido altas inversiones en transmisión (+1000 MUSD)
- Ha promovido la competitividad del precio por MWh.
- Ha conseguido disminuir la dependencia de la generación por carbón y aceite del 46% de su matriz en 2002, al 24% de su matriz en el 2021.
- Generación con alta generación por gas natural (50%).



- Precios nodales.
- LMPs hasta cada cinco minutos en el mercado de tiempo real.
- Cálculo de LMPs a partir del costo marginal del sistema en la barra del sistema, más los costos marginales de pérdidas y congestión en cada nodo.
- Gestionan el riesgo de congestión mediante los derechos de ingresos por congestión (CRRs).
- Ha impulsado la penetración de energías renovables, con una meta del 100% para el 2045.
- Ha impulsado la descarbonización de la matriz energética, con meta cero para el 2040.
- Reducción del 2,5% del consumo de combustibles fósiles.
- Después de la introducción de LMP los costos por generación se redujeron 105 millones de USD, para el año siguiente (2010).



3. Propuestas para Colombia

3.1. Síntesis de Estudios Locales

A continuación se resume las justificaciones y recomendaciones de los principales estudios realizados en Colombia sobre la implementación de un mercado con precios nodales marginales.

En esta sección relacionamos en referencia corta los siguientes estudios a fin de que sea más sencillo para el lector vincular la cita. Entre estos estudios se destaca el de (Gallego & Duarte, 2010) [22], (Zambrano, Olaya & Velásquez, 2014) [23], (UPME, 2016) [24], (EY, DNP & Enersinc) [6], (Cadena, Benavides & Piñeros, 2018) [25] y (Misión de Transformación, 2020) [26].

3.1.1. Justificación

La implementación un modelo con precios nodales localizados conlleva cambios profundos que impactan el mercado y la operación, es por ello que la transición del esquema debe estar justificada y sustentada. Las siguientes ideas mostradas son el resumen que han planteado los autores de los estudios locales que justifican el adoptar un modelo de precios nodales localizados dentro del contexto Colombiano.

- Permite considerar el efecto de las restricciones del sistema a través de un modelamiento explícito de la red. Internaliza los costos de congestión. (Gallego, 2010) (Zambrano, 2014) (Misión de Transformación, 2020).
- Mejora la planeación de la expansión, controla el poder de mercado y mejora la disponibilidad de información. (Zambrano, 2014) (UPME, 2016) (Enersinc, 2016) (Misión de Transformación, 2020).
- Permite mejorar las señales para la inversión, la ubicación de los activos de generación y transmisión y reducir los precios de la energía en algunas regiones. (Zambrano, 2014) (Enersinc, 2016) (Cadena, 2018) (Misión de Transformación, 2020).
- Genera una señal de costo marginal adecuada para tomar decisiones racionales de consumo y para activar mecanismos de respuesta de la demanda (Enersinc, 2016) (Cadena, 2018) (Misión de Transformación, 2020).
- Incentivan la localización de nuevos consumidores en los sitios donde hay mayor suministro y por tanto la energía es más económica (p.ej. para industrias con uso intensivo de la electricidad). (Enersinc, 2016) (Cadena, 2018).
- Facilita la identificación de patrones anómalos de precios y las actividades de monitoreo del mercado (Enersinc, 2016).
- Facilitan el desarrollo de las transacciones internacionales de energía. (Enersinc, 2016).

- Permiten valorar de manera adecuada planes de eficiencia energética para la demanda, estableciendo cuál es su beneficio frente a los costos de implementación (Enersinc, 2016).
- Conducen instantáneamente a una gestión menos costosa de la congestión, reduciendo redespachos (Misión de Transformación, 2020).
- Permiten que el operador (XM) y el regulador (CREG) puedan evaluar nuevas reformas operativas y de diseño para garantizar que los precios del mercado reflejen con precisión los costos marginales de generación (Misión de Transformación, 2020).

3.1.2. Recomendaciones

Así también para llevar con éxito el cambio de modelo actual (uninodal) al nuevo modelo (precios nodales localizados) los autores plantean las siguientes recomendaciones en la transición de esquema.

- Se requiere profundizar en el análisis, a través del diseño específico para el caso colombiano de un modelo de precios multinodal (LMP) y corrida de dicho diseño que permita evidenciar, a manera de análisis beneficio/costo, la efectividad de la implementación (Misión de Transformación, 2020).
- La transición de un mercado uninodal a uno multinodal es relativamente directa debido a que implica cambios en el mercado de corto plazo, pero no en otros componentes. (Enersinc, 2016).
- Establecer un periodo de familiarización, para que los agentes y entes interesados entiendan los métodos de formación de precios y su aplicación y tengan una interpretación correcta de los mismos. (Enersinc, 2016).
- Añadir el mercado de derechos financieros de transmisión con el fin de reducir el riesgo o la volatilidad de los precios nodales, además, permitiría dar señales económicas para la ubicación de la demanda y generación. En el estudio de Cadena se menciona que se deben asignar inicialmente de manera gratuita a los generadores que pierdan ingresos con la reducción de la congestión de red (Zambrano, 2014) (Enersinc, 2016) (Cadena, 2018).
- Es posible que se requieran cambios en los mecanismo de mercado y del cargo por confiabilidad, ya que solamente en el área Oriental los generadores tendrían incentivos suficientes para participar lo que haría que el pago por concepto del cargo por confiabilidad sea menor, sin embargo, este comportamiento no se evidencia en el área Caribe (UPME, 2016).

- Se requiere cambios en la plataforma de despacho, así como en los procedimientos de cálculo y liquidación de transacciones comerciales (Enersinc, 2016).
- Implementar precios nodales con un modelamiento más detallado de las características técnicas de las unidades de generación, de la utilización de curvas de oferta y de otros refinamientos en la optimización del despacho programado (Enersinc, 2016).
- Integrar el despacho de energía y la operación comercial debido a que facilitará la coordinación de estas dos funciones y dará transparencia al cálculo de precios y transacciones del mercado. (Enersinc, 2016).
- Mantener el esquema uninodal para la demanda regulada. (Cadena, 2018).
- Monitorear acciones de posibles ejercicios de poder de mercado local. XM deberá adaptar los procesos de despacho de las plantas para que produzcan simultáneamente los costos nodales, además de desplegar esfuerzos de divulgación y capacitación de los participantes del mercado (Cadena, 2018).

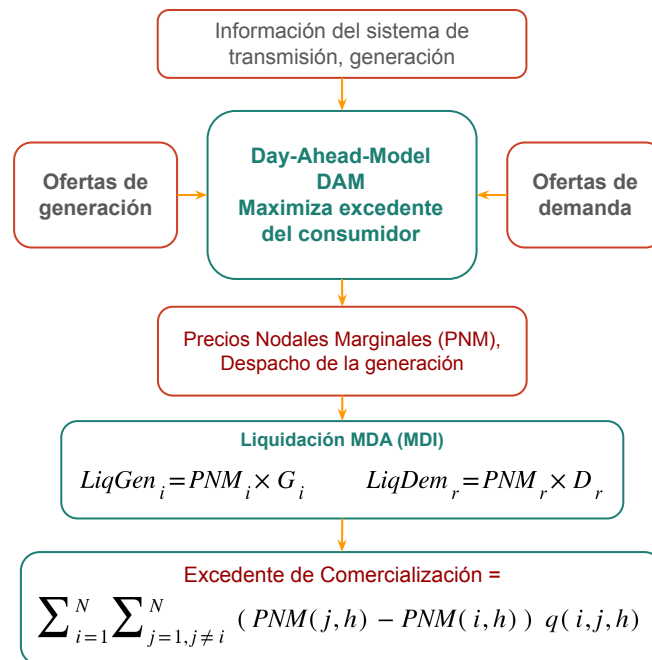
3.2. Estudio para propuesta regulatoria CREG

El estudio de precios nodales marginales [27] presentado por la CREG y elaborado por el consultor RightSide se titula “Definición y evaluación de un Sistema de Precios Nodales en el mercado de Energía Mayorista bajo el esquema de Mercados Vinculantes del Día Anterior e Intradiarios” donde su objetivo es pretender ser tomado como una “prueba de concepto” para evaluar la factibilidad de la implementación con la realidad del mercado. Los autores hacen énfasis en que su finalidad no se centra en destacar las bondades o beneficios de una transición del esquema de único precio (modelo actual de Colombia) a uno nodal marginal, sino que a través del modelo de simulación se puedan hacer corridas para el caso colombiano.

En el estudio se destacan las siguientes componentes: simulación, revisión de las reglas de liquidación y el contexto que se viene adelantando en otros temas como la actualización del mercado de servicios complementarios, mecanismo de balance y mercado del día anterior e intradiarios.

En el marco conceptual presentado se da una revisión a los conceptos que giran en torno a los precios nodales y se ilustra un ejemplo de esto. Posteriormente se definen los precios nodales y los tres componentes que la componen (energía, pérdidas y congestión), las rentas de congestión (las cuales recomienda ser pagadas al transportista), las transacciones del comercializador, las subastas de los derechos financieros de transmisión y las coberturas regionales. A continuación, se muestra el diagrama del proceso propuesto por RightSide. Es importante mencionar que en este no se contemplan los contratos entre agentes.

Figura 3.1. Propuesta presentada del proceso [27].



Fuente CREG - RightSide - Circular 098-2021 Anexo (2021)

● **Transacciones del generador y comercializador:**

A continuación se presentan las ecuaciones utilizadas para valorar el nivel de riesgo al que se pueden enfrentar los agentes generadores y comercializadores en una liquidación de precios nodales.

La ecuación (a) hace alusión al margen del generador bajo un contrato de “pague lo contratado”. El primer término de izquierda a derecha corresponde a la diferencia del contrato menos el precio de oferta, suponiendo que la oferta refleja los costos reales de generación, esto multiplicado por la cantidad contrata. Luego dependiendo del nodo donde se realice el contrato se adquiere un riesgo de por la componente de congestión y por la componente de pérdidas, lo cual es expresado en los términos dos y tres de esta ecuación, respectivamente. Los excedentes de energía vendidos en el spot son mostrados en el cuarto término, estos son remunerados al precio del nodo de inyección.

De manera similar se presta la condición para el caso de comercializado, la diferencia con el generador se encuentra en que un comercializado no produce energía sino que debe comprarla. El balance de ingresos y egresos para el comercializador está dado por la ecuación (b). El primer término de izquierda a derecha corresponde a la diferencia del precio de venta menos el precio de compra, esto multiplicado por la cantidad que se está vendiendo. Si se está comprando en un nodo distinto al de venta se le asocia entonces las componentes de congestión y de pérdida. El último término refleja las compras que se realizan al precio del nodo de retiro cuando se vende una cantidad de energía mayor a la cantidad contratada.

$$Mrg = (Pc - Pofe) \times Q + (CCong_i - CCong_k) \times Q + (CPerd_i - CPerd_k) \times Q + Spot \times (PNM_i - Pofe) \quad \text{a}$$

$$Balc = (Pv - Pc) \times q + (CCong_k - CCong_r) \times q + (CPerd_k - CPerd_r) q + (Q - q) \times PNM_r \quad \text{b}$$



Definiendo

$PNMi$: Precio Nodal Marginal en el nodo de inyección i

$$PNMi = CMgE + CCongi + CPeri$$

$PNMk$: Precio Nodal Marginal en el nodo contrato k .

$PNMr$ Precio nodal en el nodo de retiro r .

$CMgE$: Costo Marginal de Energía en el nodo de inyección i (PNM-E)

$CCongi$: Componente de Congestión en el nodo de inyección i

$CPeri$: Componente de Pérdidas en el nodo de inyección i

I : Inyección o generación despachada en el MDA

Pofe: Precio de Oferta del generador en el MDA.

Pc : Precio del contrato de largo plazo.

Q : Cantidad de energía del contrato.

En las ecuaciones “a” y “b” la componente relacionada con la congestión es considerada de alto riesgo y resulta más difícil de estimar porque puede tener variaciones importantes si se alcanzan los límites de transmisión (líneas o transformadores copados) ya sea en condición normal o ante contingencias. El resto de componentes en ambos casos se considera de bajo riesgo.

En el documento se define que para tener coberturas sobre los riesgos de los componentes de congestión se pueden licitar Derechos Financieros de Transmisión. Para lo cual, el operador del mercado deberá ejecutar una subasta de DFT entre comercializadores y generadores de forma periódica.

● Coberturas:

El estudio menciona 3 tipos de coberturas para que los consumidores no estén expuestos a variaciones horarias o entre regiones. Estas pueden ser aplicadas de forma transicional así:

- Definiendo un precio en un nodo único del mercado y adicionando el valor promedio de las diferencias de precios entre el nodo de retiro y el de mercado.
- Si se quiere cubrir variaciones geográficas, se puede usar el precio promedio ponderado por demanda del mercado, para definir el costo de referencia de los comercializadores en los nodos de retiro.
- Una tercera opción es aplicar promedio por zonas, que tienen las mismas características del caso.

● Transacciones Comerciales en las sesiones MID:

- Demanda inelástica: Cambios en las cantidades requeridas.
- Demanda elástica: cambios en cantidad-precio de segmentos no asignados en el mercado previo (sea MDA o MID).
- Generación: Disponibilidades y/o cambios en la oferta de precio, tanto para el producto energía como para los productos de reserva secundaria y terciaria.
- Aplican las mismas reglas de mitigación de poder de mercado que en el MDA.
- La demanda elástica ya casada en las sesiones anteriores se considera demanda inelástica en las sesiones siguientes.
- La demanda elástica no casada anteriormente, si se considera en las siguientes sesiones del MID.



- **Liquidación de inflexibilidades y Características Técnicas:**

Los precios nodales no remunerarán la totalidad de los costos de generación de las plantas térmicas por lo que es necesario ajustar el esquema de remuneración de las inflexibilidades. El estudio propone remunerar la operación del recurso mediante los precios nodales marginales, además, el recaudo debe realizarse directamente a la demanda, sin embargo, no se debe realizar incrementando artificialmente los precios.

- **Mecanismo de Balance**

El esquema cierra en el mecanismo de balance que persigue liquidar las diferencias entre el último despacho nodal MIDF y la operación en tiempo real, incluyendo:

- La remuneración de la activación de la reserva secundaria a subir.
- La remuneración de la activación de la reserva secundaria a bajar.
- La remuneración de la activación de la reserva terciaria a subir.
- Las desviaciones autorizadas y no autorizadas.

- **Activación de la regulación**

Se realizará la liquidación de los siguientes servicios complementarios:

- Liquidación por la activación del servicio regulación secundaria subir.
- Liquidación por la activación del servicio de regulación secundaria bajar.
- Liquidación de regulación terciaria.

- **Liquidación de desviaciones**

Conforme la línea de base, el tercer elemento que hace parte del mecanismo de balance es la liquidación de las desviaciones en que incurrieron los agentes comercializadores y generadores durante la operación del tiempo real, respecto del último despacho nodal en el llamado MIDF. Estas desviaciones pueden ser autorizadas o no autorizadas por parte del operador del sistema (CND), conforme hayan sido requeridas para garantizar la operación bajo la normatividad vigente.

La liquidación de las desviaciones se realizará para los siguientes casos:

- Liquidación de las desviaciones por aumento de generación autorizada.
- Liquidación de las desviaciones por disminución de generación autorizada.
- Liquidación de las desviaciones no autorizadas por aumento de demanda.
- Liquidación de las desviaciones no autorizadas por disminución de demanda.
- Liquidación de las desviaciones no autorizadas por aumento de generación.
- Liquidación por desviación por disminución de generación no autorizado.
- Penalización por incumplimiento de la disponibilidad de la reserva.

- **Principales resoluciones impactadas en el cambio de esquema**

En la Tabla 3.1 se presentan el resumen de los cambios en las resoluciones, así como el tema que se modificaría o eliminaría debido a la implementación del esquema de precios nodales. En total se afectan 21 resoluciones de la CREG y se destacan los temas del despacho ideal, contratos, pérdidas, liquidación de inflexibilidades y penalización por incumplimiento de Regulación primaria y los cambios en la fórmula tarifaria.

Tabla 3.1. Cambios en resoluciones debido a la implementación de Precios Nodales. [27]

Resolución	Cambios
Res. CREG 024/1995 Aspectos Comerciales MEM	Despacho Ideal, Cálculo de pérdidas, Formulación de los contratos bilaterales, Función de demanda, Disponibilidad comercial, Liquidación Transacciones, Despacho de los contratos, Precio de bolsa, Reconciliación, Liquidación de penalizaciones y desviaciones, Restricciones Transmisión, Contenidos de los contratos.
Res CREG 025/1995	Despacho Económico horario, Cálculo del despacho económico.
RES CREG 034/2001	Reconciliaciones Positivas y Negativas, responsabilidad comercial de AGC, restricciones y liquidación de estos conceptos.
RES CREG 051/2009	Liquidación Inflexibilidad del Despacho Ideal.
RES CREG 064/2001	Programación y Liquidación servicio de regulación secundaria de frecuencia.
RES CREG 004/2003	Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo.
RES CREG 071/2006	Mercado de activación escasez, señal de escasez, Mecanismo de verificación de OEF, Cálculo Precio de Escasez ponderado, Cálculo Despacho a verificar, Precio de transacciones en escasez.
RES CREG 063/2000	Asignación de costos de restricciones por generaciones de seguridad.
RES CREG 023/2000	Liquidación Penalización por incumplimiento Regulación primaria de frecuencia.
RES CREG 156 de 2012 y 134 de 2013	Capacidad de Respaldo de Operaciones del Mercado.
RES CREG 138/2012	Reconciliaciones de las plantas en pruebas de disponibilidad y valores a devolver a la demanda.
RES CREG 04/2003	Programación y liquidación de las TIE.
General	Regulación Primaria.
RES CREG 119/2007	Fórmula tarifaria general, costos de compra de energía, costos T y D, costos de Comercialización, costo de Restricciones, costos de pérdidas.
Res 030/2018 129/2019, 142/2019	Traslado del componente G en el CU.
RES CREG 011/2009	Metodología de remuneración transmisión.
RES CREG 015/2018	Metodología remuneración distribución.
RES CREG 180/2014 y CREG 191/2014	Costos de comercialización.

- Impacto de los precios nodales marginales en el costo unitario de prestación de servicio**

Con respecto a los cambios en la Fórmula tarifaria (ver Tabla 3.2) se eliminan el Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (PR) y el costo asociado con las restricciones (R), los cuales se trasladan al costo de Generación en todos los esquemas. Adicionalmente, dependiendo del esquema escogido cambia el costo asociado con la transmisión y la distribución. Es importante mencionar que dependiendo de la granularidad la dispersión en el Costo Unitario entre mercados de comercialización puede ser mayor.

Tabla 3.2. Cambios en la Fórmula Tarifaria . [27]

Esc.	Señal MEM	G	T	D	C	PR	R	Comentarios
		34%	6%	28%	11%	16%	6%	
1	CU con PNM, agentes T y D pasivos	Única	Pc nodo-contrato único. Mc Modo-contrato único. Pb (PNM) precio único retiros.	Metodología T actual, cargo T STN	Metodología D actual, Cargo / Operador red D	Cf (Costo Base) aumento por operativa		Alternativa más cercana a la actual, con aumento en el Cf.
2		Zonal	Dispersión en compra por: Pc nodo-contrato zonal Mc nodo-contrato zonal Pn (PNM) precio retiros zonal	Ingresos T Regulados, cargo D zonal	Ingresos D Regulados, cargo D zonal	Cf aumento en operativa Diferenciación en: CG (garantías) y RC (cartera)	Se elimina el parámetro IPRSTN (según granularidad) (se traslada al G) Desaparecen las reconciliaciones (se traslada al G) del CRS (se traslada al G)	Profundidad zonal, solamente en el G. Dispersión moderada en el CU entre mercados de comercialización (granularidad zonal)
3		Nodal	Máxima dispersión en compra por: Pc nodo-contrato según PNM Mc nodo-contrato según PNM Pb (PNM) precio retiro PNM	Ingresos T Regulados, Cargo T nodal	Ingresos D Regulados, cargo D nodal	Cf aumento en operativa Máxima diferenciación en: CG (garantías) y RC (cartera)		Profundidad nodal solamente en el G. Dispersión importante en el CU entre mercados de comercialización (granularidad nodal)

Fuente CREG - RightSide - Circular 098-2021 Anexo (2021)

- Resumen de Transacciones Comerciales en el ME**

En la Tabla 3.3. se presenta el resumen de las transacciones de los agentes comercializadores y generadores durante la agenda de mercados propuestos.

Tabla 3.3. Transacciones comerciales en el mercado eléctrico mayorista. [27]

		MDA	MID Horario	Mec. Balance
Agente / Productos	Generador			
	Producto Energía	Vende / Compra	Vende / Compra	No aplica
	Producto Reserva secundaria subir			
	Disponibilidad secundaria subir	Vende	Vende / Compra	Vende / Compra
	Activación secundaria subir	No aplica	No aplica	Vende / Compra
	Producto reserva secundaria bajar			
	Disponibilidad secundaria bajar	Vende	Vende / Compra	Vende / Compra
	Activación secundaria bajar	No aplica	No aplica	Vende / Compra
	Producto Reserva terciaria subir			
	Disponibilidad terciaria subir	Vende	Vende / Compra	Vende / Compra
	Activación terciaria subir	No aplica	No aplica	Vende / Compra
	Desviaciones			
	Desviación autorizada	No aplica	No aplica	Vende / Compra
	Desviación no autorizada	No aplica	No aplica	Paga / no paga
	Penalización por disponibilidad de reserva no entregada	No aplica	No aplica	Paga / no paga
	OEF Cargo por confiabilidad			
	Ingresos OEF	No aplica	No aplica	Vende
	Pagos por producción real	No aplica	No aplica	Paga / no paga
	Otros			
	Inflexibilidades térmicas	No aplica	No aplica	Cobra / no cobra
	Responsabilidad comercial AGC	No aplica	No aplica	Paga / recibe
	Comercializador			
	Producto Energía	Compra / vende	Compra / vende	No aplica
Desviaciones				
Aumento demanda no autorizada	No aplica	No aplica	Paga / no paga	
Disminución demanda no autorizada	No aplica	No aplica	Paga / no paga	
Excedentes Comercialización				
Excedentes Comercialización	Se calculan	No aplica	No aplica	
TIE's				
TIE's	Vende / compra	Vende / compra	Vende / compra	

Fuente CREG - RightSide - Circular 098-2021 Anexo (2021)

● **Hoja de Ruta - estudio CREG**

En el planteamiento de la hoja de ruta se abordan los siguientes aspectos.

- Incorporación mercados MDA, MID, precios nodales PNM y mecanismo de balance.
- Granularidad de la señal nodal en MDA y MID.
- Nodo-contrato para contratos bilaterales actuales, renovaciones y nuevos.
- Cargo por confiabilidad.
- Asignación de rentas de congestión.



- Asignación de rentas de congestión.
- Mecanismo cobertura financiera rentas de congestión.
- Remuneración del transporte.
- Granularidad de la señal nodal en cargos de transporte T y D.
- Traslado general al CU.

El equipo consultor resume la propuesta de la hoja de ruta en la Tabla 3.4 la cual va en armonía con la integración de los mercados del día anterior y el mercado intradiario.

Tabla 3.4. Hoja de Ruta Modernización MEM Colombia MDA+MID+Precios nodales PNM. [27]

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7	Periodo 8	
1	Mercado del día anterior MDA	pruebas	vinculante							
2	Primera sesión intradiarios MID1		pruebas	vinculante						
3	Segunda sesión intradiarios MID2			pruebas	vinculante					
4	Tercera sesión intradiarios MID3				pruebas	vinculante				
5	Mecanismo Balance	pruebas	SI							
6	Señal corto plazo valoración retiros	pruebas	Ref. Única			Ref. Zonal			Ref. Nodal	
7	Nodo-contrato bilaterales actuales	Actual	Ref. Única							
8	Nodo-contrato Renovación bilaterales actuales (mercado libre)	Actual	Ref. Única			Ref. Zonal			Ref. Nodal	
9	Contratos bilaterales nuevos	Ref. Única	Ref. Única			Ref. Zonal			Ref. Nodal	
10	Cargo confiabilidad	Actual	Señal de activación escasez única			Activación escasez zonal			Activación escasez nodal	
11	Asignación de excedentes comercialización	100% comercializadores proporción pagos por retiro				50% comercializadores proporción pagos por retiro				
12	Mecanismos cobertura financiera rentas de congestión		el planteamiento de las rentas de congestión se aplica desde el inicio							
13	Remuneración T y D activos existentes	Metodología actual								
14	Remuneración T y D activos nuevos	Actual				100% Rentas de congestión				
15	Granularidad nodal señal cargos T y D en el CU	Actual: cargo único STN/STR's				Áreas/Subáreas/Grupos STN/STR's			Cargo Nodal STN/STR's	
16	Traslado al CU	Actual: señales G,T, D únicas				señales Áreas/Subáreas/Grupos			señales nodales	

Fuente CREG - RightSide - Circular 098-2021 Anexo (2021)

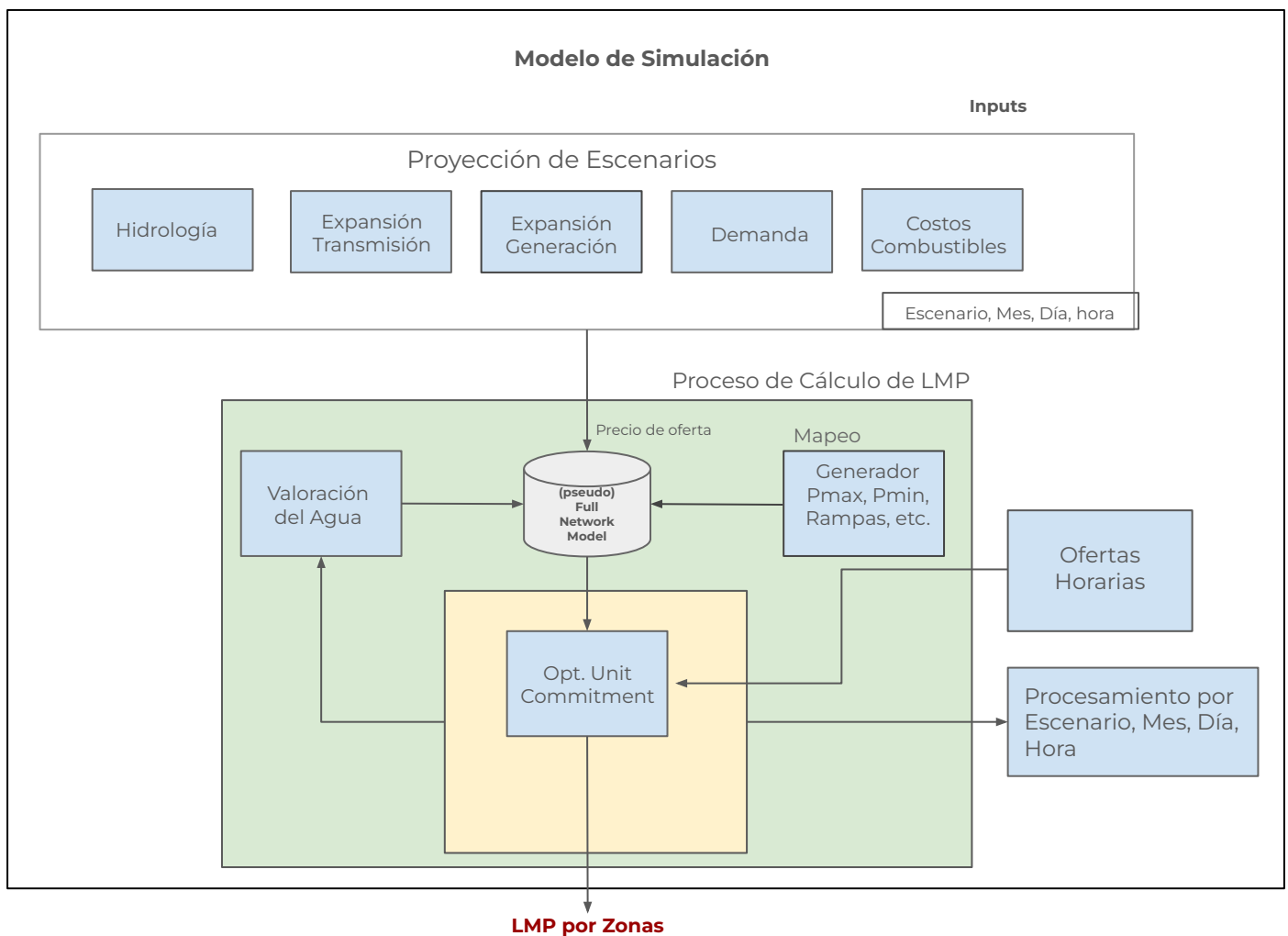


4. Escenarios de precios nodales

4.1. Metodología de medición

El cálculo de precios nodales para el presente estudio considera una simplificación del modelo de red colombiano, donde el sistema ha sido dividido en áreas y subáreas (definidas de acuerdo la información publicada por XM) y cada una de estas representa un nodo diferente; los efectos de la red han sido reflejados por medio de los límites de intercambio entre las subáreas, las consideraciones de reserva y las zonas de seguridad. El proceso de optimización adapta la metodología encontrada en CAISO, para lo se ha propuesto un “pseudo full-network-model” que es ilustrado en la Figura 4.1. en este se considera un despacho económico de 24 horas para el mercado diario, los pronósticos de demanda para el largo plazo (horarios, diarios y mensuales), los factores de distribución de la demanda por subárea, los parámetros técnicos de las unidades de generación (curva de capacidad y modelo de rampas, curvas disponibilidad horaria de viento y de sol) y las ofertas de generación para el mercado diario.

Figura 4.1. Metodología empleada por ENERSINC para el cálculo de precios nodales en Colombia





4.2. Escenarios simulados

Se plantearon 9 escenarios entre invierno y verano, para los cuales se contemplan 2 condiciones de temporada climatológica (húmedo y seco) con diferentes fechas de simulación. Entre los supuestos para las fechas planteadas está la entrada de los proyectos de expansión en generación solar y eólica, así como también el crecimiento de la demanda en el largo plazo. La generación eólica y solar se considera siempre disponible después de la fecha de entrada del proyecto, esto de acuerdo a la curvas de disponibilidad horaria y mensual de los perfiles de viento y radiación solar en la zona de localización. A continuación se muestran los escenarios planteados (número, temporada, fecha):

Tabla 4.1. Escenarios de simulación planteados

Escenario	Temporada	Fecha de simulación
1	Invierno (2023)	2023-07-15
2	Invierno (2024)	2024-07-15
3	Invierno (2025)	2025-07-15
4	Verano (2026)	2026-02-15
5	Invierno (2026)	2026-07-15
6	Verano (2027)	2027-02-15
7	Invierno (2027)	2027-07-15
8	Verano (2030)	2030-02-15
9	Invierno (2030)	2030-07-15

Adicionalmente, a modo de sensibilidad, para evaluar el impacto de la expansión en transmisión en cada escenario planteado, se realizan simulaciones variando el “límite de transmisión caribe” con los siguientes 13 valores en MW [1650, 1700, 1800, 1900, 2000, 2100, 2200, 2300, 2400, 2600, 3000, 3500 y 4000]. Finalmente, esto da como resultado una casuística de simulaciones, considerada lo suficientemente amplia para obtener conclusiones valiosas sobre el impacto de los precios nodales en el mercado eléctrico colombiano.



4.3. Características de los escenarios de acuerdo a la oferta de generación

En Colombia la oferta de los recursos de generación es altamente dependiente de la temporadas meteorológicas y sus fenómenos (niño y niña), esto debido a que la mayor parte de la matriz de generación es hídrica, seguido de la componente térmica. Así que, dependiendo de la temporada, la valoración del agua es diferente. En épocas húmedas, este recurso hídrico tenderá a ser económico; mientras que en épocas secas sus costos ofertados son altos con el objetivo de mantener los embalses en un nivel adecuado. En épocas de verano, los recursos térmicos, ubicados en mayor medida en el área caribe, se “activan”, y tienen una mayor generación frente a sus valores normales y de invierno. La Tabla 4.2 muestra los precios promedio por tecnología usados para cada uno de los escenarios simulados para las plantas hídricas y térmicas. Estos precios reflejan las características de la temporada meteorológica. Así, en escenarios “secos” se tiene que los valores de oferta para los recursos hidráulicos aumentan, mientras que en escenarios de mayor humedad, estos valores disminuyen.

Tabla 4.2. Precio promedio de oferta por tecnología para cada escenario

Escenario		Precio promedio por Tecnología		
#	Nombre	Hidráulica	Gas/GNL	Carbón
1	Invierno (2023)	157.19	508.03	192.75
2	Invierno (2024)	150.6	465.65	184.75
3	Neutral (2025)	81.33	475.82	187.42
4	Verano (2026)	102.79	423.19	187.47
5	Invierno (2026)	81.86	426.87	182.78
6	Invierno (2027)	82.57	465.02	193.4
7	Verano (2027)	189.11	424.89	185.68
8	Invierno (2030)	141.95	474.1	187.05
9	Verano (2030)	248.9	465.2	188.16



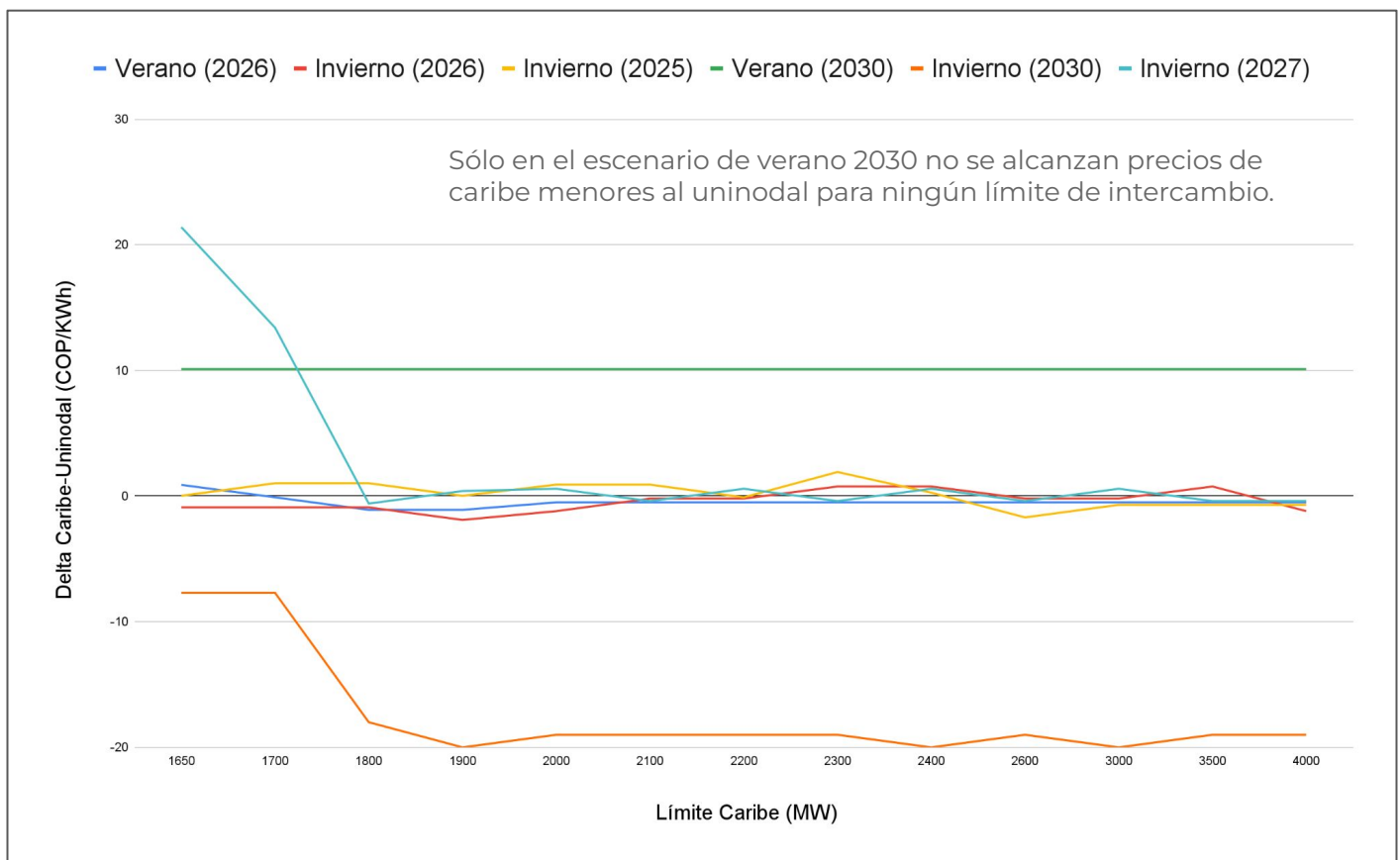
5. Análisis de impactos sobre tecnologías FNCER

5.1. Resumen de Resultados

5.1.1. Delta de Precio Caribe vs uninodal para la casuística analizada

En la Figura 5.1. se compara la diferencia de precios entre el área Caribe y el precio uninodal de los escenarios en mención para todo el rango de límite de intercambio caribe analizado (desde 1650 MW hasta 4000 MW). En esta se observa que a medida que aumenta el límite de intercambio del área Caribe (inversión en infraestructura de transmisión), el precio de la zona caribe y el precio uninodal tienden a equilibrarse, o incluso en ocasiones el precio de caribe tiende a ser menor que el uninodal. Por otra parte, vale la pena mencionar que el precio para el área caribe resulta ser más alto cuando el límite de transmisión es más pequeño debido a la condición de congestión, cuyo valor fijado para el intercambio se ve reflejado directamente en el precio nodal del área. De esta manera, teniendo en cuenta los resultados encontrados es posible concluir que si se alcanzaran los planes de expansión propuestos en el más reciente Informe de Planeación Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP. 2021-II) para el 2025 (2400 MW para Caribe), se alcanzaría un nivel de intercambio que evitaría la congestión en el área caribe. Sin embargo, para el escenario de 2030, se observa que la expansión puede no ser suficiente para el sistema de transmisión de la zona caribe, por lo que para evitar precios más altos en esta zona que en el sistema uninodal, se propone una mayor penetración de renovables en dicha zona que permita la reducción de la congestión de las líneas de intercambio.

Figura 5.1. Delta de precio nodal zona Caribe vs uninodal

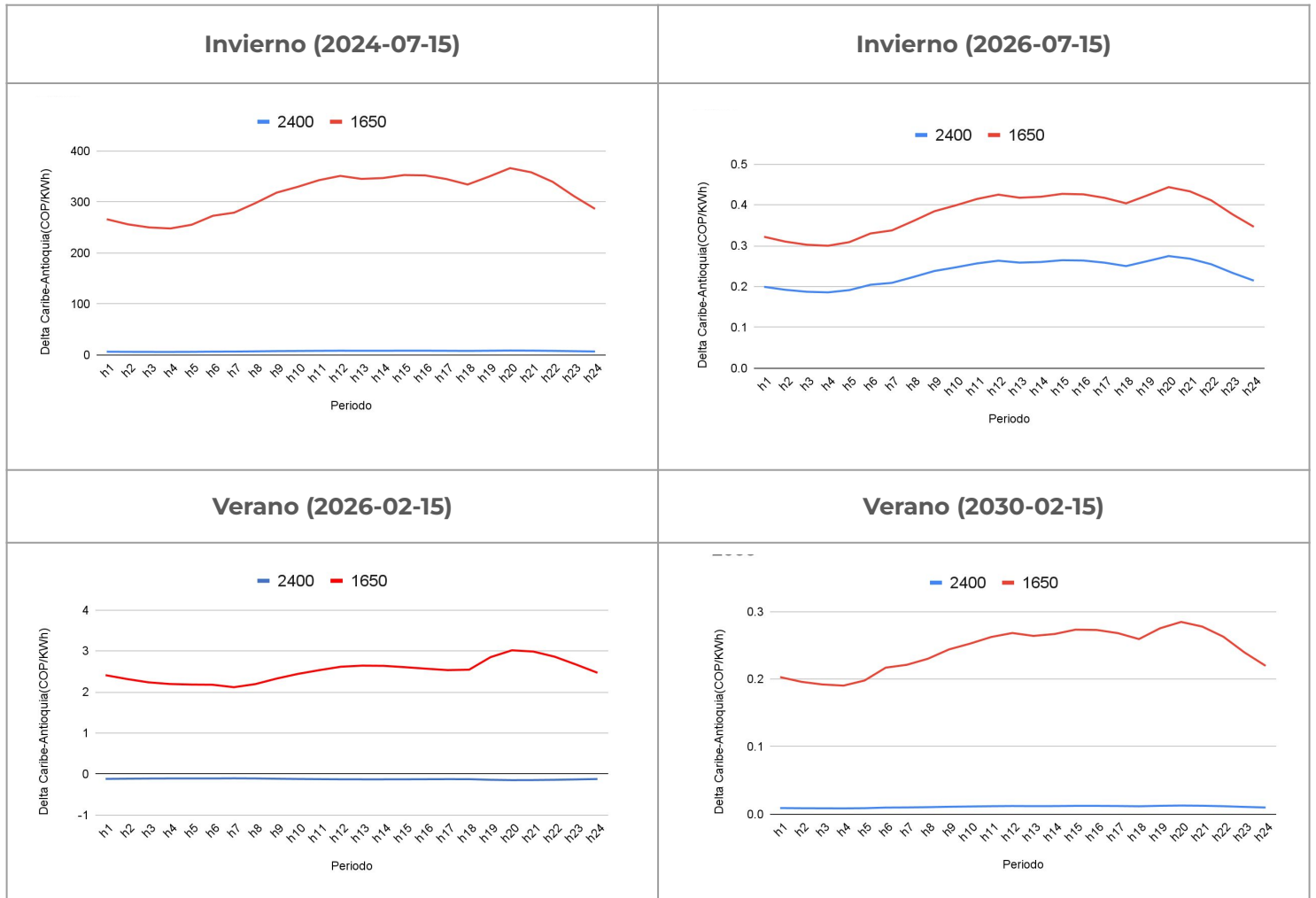




5.1.2. Delta de Precio nodal horario Caribe vs precio nodal horario Antioquia

En la Figura 5.2. se compara gráficamente la diferencia de precios nodales horarios entre el área Caribe y el área Antioquia para algunos escenarios representativos, considerando el límite de intercambio caribe actual (1650 MW) y una expansión moderada en el mediano plazo (2400 MW).

Figura 5.2. Delta de precio nodal horario zona Caribe vs zona Antioquia

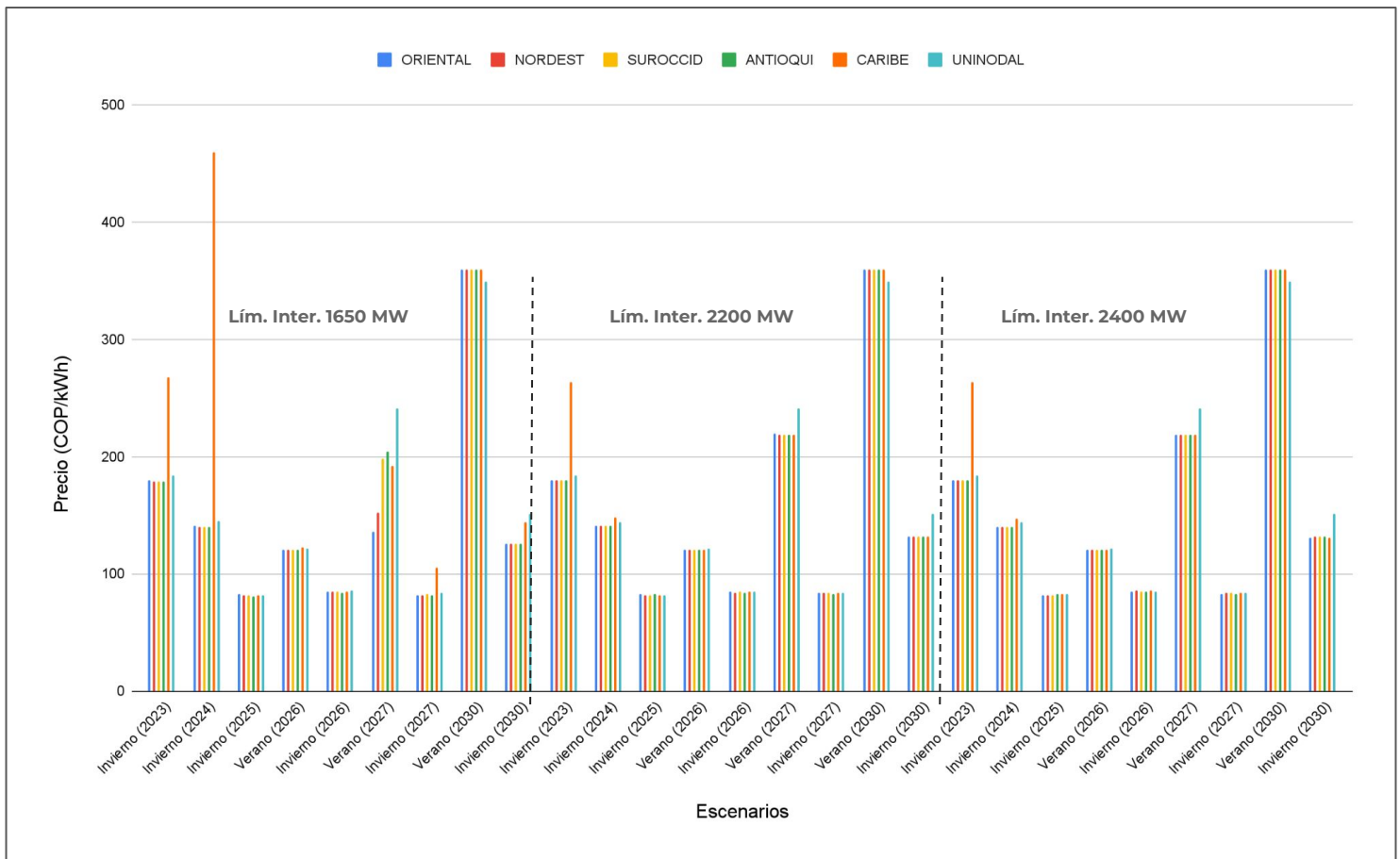


En esta figura es posible observar cómo el incremento del límite de intercambio del área Caribe consigue disminuir la diferencia del precio de Caribe con respecto a Antioquia y, por ende con respecto a las demás áreas. Las demás áreas tienen un precio similar al de Antioquia, al no presentarse congestión en ellas. También, se nota que la tendencia de estos precios es a igualarse (delta cercana a cero) a medida que aumenta la capacidad de transmisión de Caribe dada la ausencia de congestión.

5.1.3. Precio nodal por áreas vs precio uninodal para diferentes límites intercambio

En la Figura 5.3. se comparan los precios por área (oriental, nordeste, suroccidente, Antioquia y caribe) y el precio uninodal de los escenarios en mención. Para el límite de intercambio con caribe se han analizado valores de 1650 MW, 2200 MW y 2400 MW. La figura revela que el precio de caribe tiende a ser más alto que el resto de las áreas; sin embargo, esta condición se ve reducida cuando el límite de intercambio con caribe aumenta. Adicionalmente, se puede observar que en el escenario de Verano (2027), el área de Antioquia es la que presenta el mayor precio nodal respecto a las otras áreas en un escenario con 1650 MW. Esto se puede traducir en que Antioquia, para este escenario presenta la mayor congestión del sistema; una causa de esto es la alta penetración de renovables en el área caribe, lo que muestra que estaría presentándose congestión en el sentido Caribe - Antioquia. De esta manera, se evidencia que la congestión no sólo puede presentar hacía caribe, sino también desde caribe.

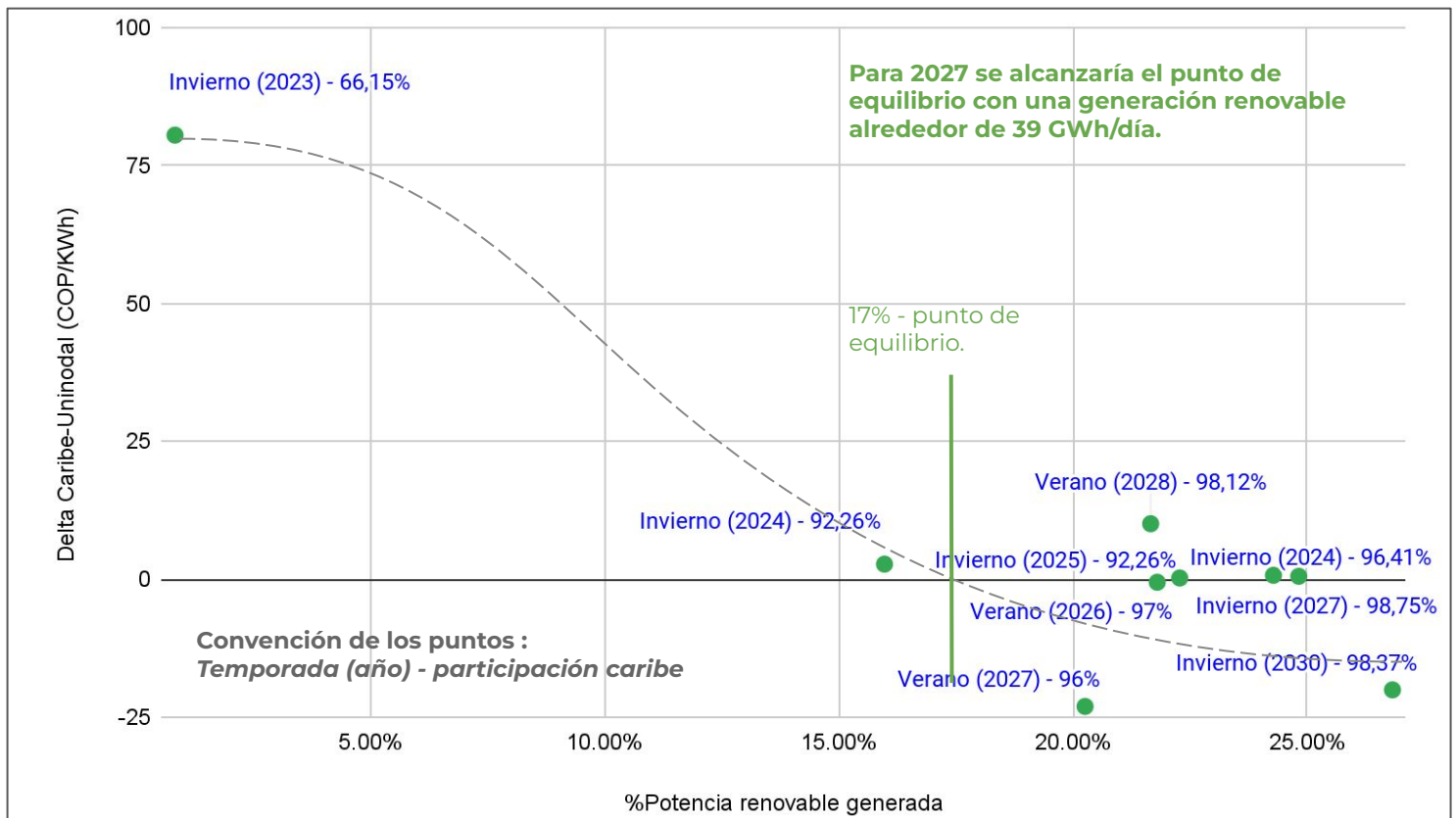
Figura 5.3. Precio nodal por áreas vs precio uninodal



5.1.4. Impacto de la penetración renovable sobre la convergencia del precio caribe

La generación de potencia a través de fuentes renovables no convencionales tiene un alto impacto para Colombia en el equilibrio de los precios nodales entre las áreas. El mayor porcentaje de proyectos de generación eólica y solar, de acuerdo a la información UPME y la última subasta de energías renovables en octubre del 2021, será ubicada en la costa caribe de Colombia. El hecho de que los recursos renovables se encuentren en la zona del país con la mayor congestión (capacidad de importación limitada) y mayor precio (recursos térmicos con precio de oferta alto) es una situación favorable para el pago por parte de la demanda, ya que al ser un recurso más económico puede ayudar a la nivelación de precios. La figura 5.4. muestra cómo el precio del área caribe se equilibra con el resto de áreas conforme aumenta el porcentaje de penetración de recursos renovables bajo un límite de intercambio en caribe de 2400 MW. El eje 'y' corresponde a la diferencia entre el valor promedio de caribe menos el valor del precio promedio uninodal. El eje 'x' corresponde al porcentaje de potencia renovable generada en todo el país. Finalmente, cada punto ilustra un escenario simulado (temporada y año) y el porcentaje de la generación FNCR producida en el área caribe respecto al porcentaje total nacional presentado en el eje 'x'. El punto donde la diferencia en precio es cero es cercano a un equivalente anual aproximado de 39 GWh/año. Esto permite concluir que si se alcanza un **17% de penetración renovable de** generación anual renovable en la matriz energética (con la mayoría en caribe, más de 92%), los precios podrán nivelarse en todas las áreas del país. Esta condición podría empezar a verse a partir del año 2024, fecha en la cual se espera el inicio de gran parte de los proyectos renovables.

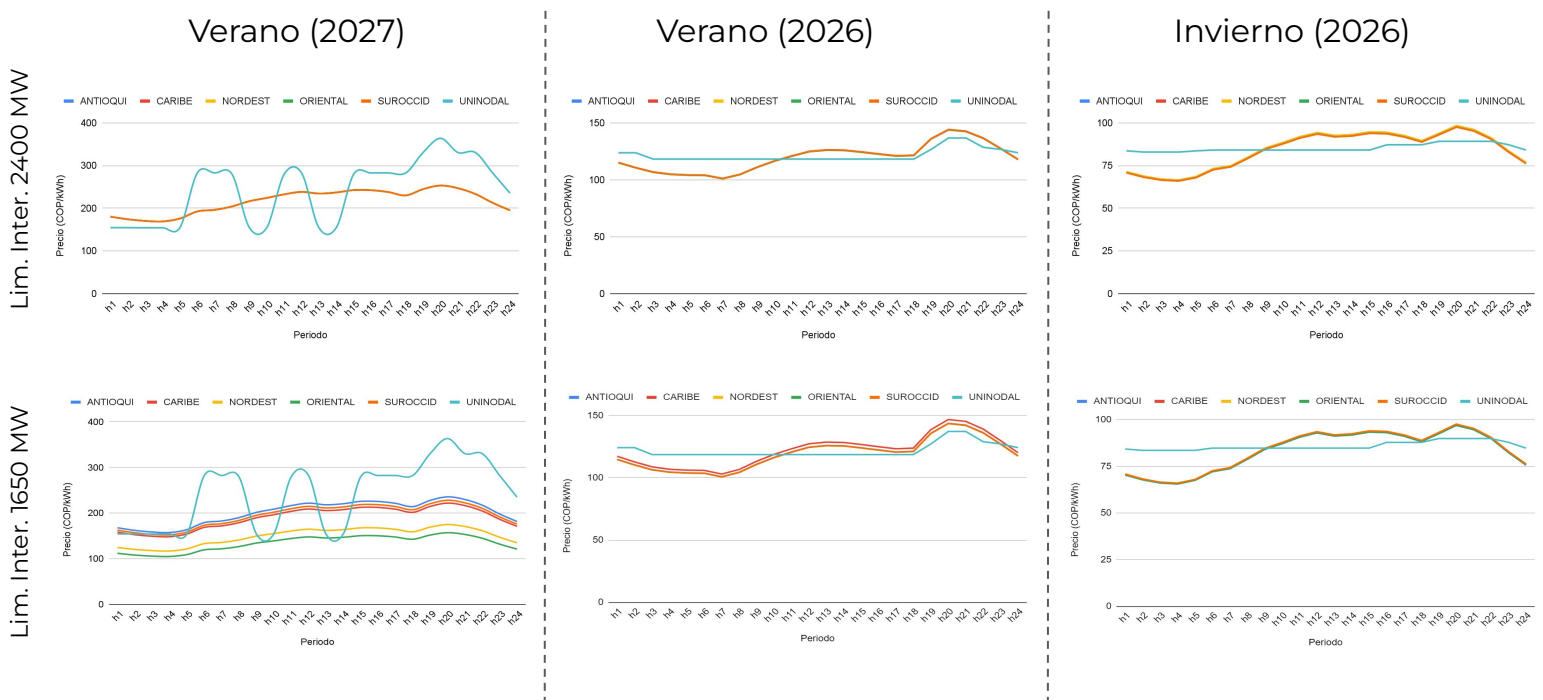
Figura 5.4. Impacto de penetración renovable sobre el precio de Caribe



5.1.5. Análisis de Precios Horarios

La formación de precio uninodal supone que la red de transmisión es infinita y no existe congestión; mientras que en el caso de la formación de precio nodal marginal la red de transmisión si es considerada. Al considerar la red, se generan precios diferentes en cada nodo o un precio igual para todos los nodos dependiendo de la congestión y descongestión de la red. Sin embargo, cuando se compara en una red descongestionada, el precio nodal marginal vs el precio uninodal, se notará que estos pueden no ser equivalentes de manera horaria, la razón está en que la valoración de las restricciones se presenta de manera diferente en cada uno de estos casos; así que el cálculo tarifario de las componentes no es el mismo. En el caso nodal marginal las reconciliaciones se interiorizan y no existe despacho ideal, por lo cual la componente de restricciones “R” se traslada y se suma directamente al costo de la energía “G”. Es por esto que ante una comparación directa entre las dos metodologías (nodal marginal y uninodal), se observarán precios altos o bajos que pueden llegar a cruzarse algunos períodos horarios, de igual manera se debe recordar que la liquidación de la generación es diferente en cada caso, esto debido al traslado de las componentes que se menciona anteriormente.

Figura 5.5. Señal de precios horarios de esquema nodal vs. uninodal

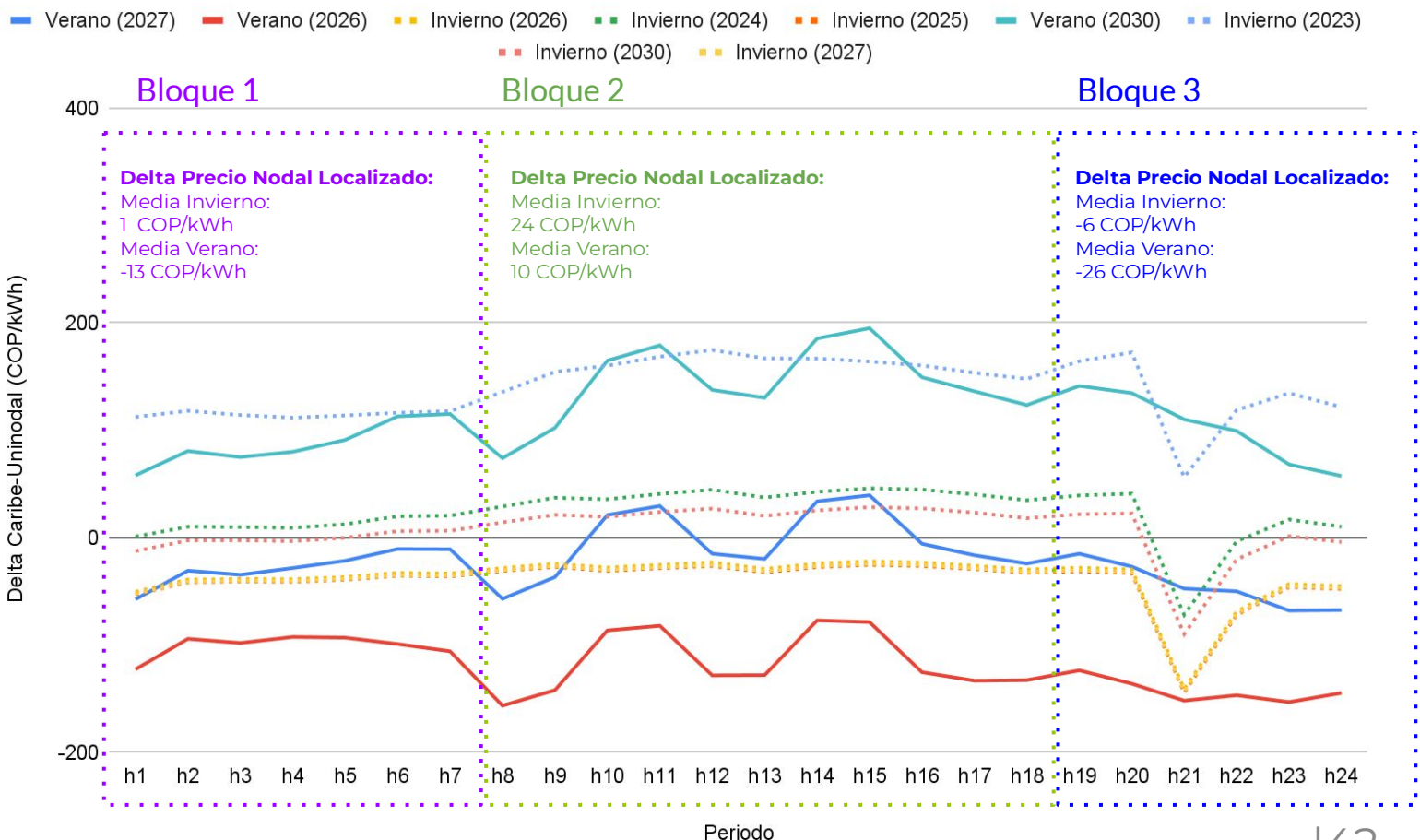


La Figura 5.5. muestra una comparación directa de la componente de generación entre el precio uninodal y el precio nodal marginal de manera horaria, esto se muestra para 3 escenarios (columnas) diferentes con 2 variaciones en el límite de intercambio caribe (filas). En el caso del Verano (2027) se puede notar que con el cambio de la demanda se puede presentar cambios considerables en el precio uninodal, mostrando una curva con algunos picos a lo largo del día; adicionalmente, en los otros dos escenarios, se observa un precio uninodal con menores variaciones, y asemejándose más a la curva de demanda.

Por otra parte, los precios nodales de todas las áreas muestran una representación de la curva de demanda, evidenciando un alza en el precio en las horas de demanda pico. De igual manera, se puede observar que al aumentar el límite de intercambio de caribe todos los precios de las áreas tienden a un solo valor, indicando que la congestión en el sistema se ha reducido y por tanto todas las zonas pueden nivelar su precio.

En este sentido, en la Figura 5.6. se presenta la diferencia entre precio del área Caribe y el precio promedio horario uninodal en los escenarios de invierno y verano asumiendo un límite de intercambio de 2400 MW. En este se muestra el delta promedio de cada bloque horario teniendo en cuenta la temporada, donde para cada bloque horario, el precio promedio en invierno es menor que en verano, sin embargo su diferencia respecto al uninodal muestra que en el bloque 2 los precios nodales marginales en promedio estará por encima del precio uninodal. Además, el bloque 1 será el bloque con precios más baratos en la compra y venta de energía, mientras que los bloques 2 y 3, tendrán precios similares, aunque se espera que el bloque 3 tenga los precios más elevados debido a la poca generación solar y la alta demanda de dicho bloque. Es importante mencionar que en un escenario con alta capacidad de renovables en el bloque 2, gran parte de la generación producida para cubrir la demanda en el bloque 3 será basada en recursos hídricos que podrán ser almacenados durante el bloque horario número 2. La diferencia promedio entre el precio nodal marginal y el precio uninodal permite entender que en el bloque 2 los pagos por generación serán superiores con la metodología nodal marginal, esto debido a que esta metodología traslada las componentes de la fórmula tarifaria.

Figura 5.6. Comparación de precios PPA por bloques





6. Conclusiones y recomendaciones



6.1 Conclusiones sobre las referencias internacionales

- **Los precios nodales marginales han evidenciado una nueva dinámica en los mercados de energía internacionales** al ofrecer una valoración óptima de la energía demandada de acuerdo a la localización, promoviendo nuevas alternativas de inversión, negociación y participación con nuevas tecnologías y servicios complementarios. En el caso de Colombia son evidentes los potenciales beneficios para la demanda y las nuevas tecnologías, así como nuevos esquemas de carácter financiero, como *virtual trading* y la adquisición de derechos financieros de transmisión, que también se constituyen como nuevas oportunidades para el mercado con este nuevo esquema de precios.
- Una tendencia generalizada en países con alta penetración de energía renovable es la metodología para la conformación del precio, donde las ventajas de los precios nodales parecen sobresalir, mostrando **características mayormente positivas en cuanto a competencia e integración de las FN CER frente a los mercados con precios zonales.**
- De acuerdo con algunos referentes [28] que han medido el impacto (años 2008-2017) de los recursos solares y eólicos dentro los precios nodales de los mercados estadounidenses se destaca que, en horas de baja demanda y alta penetración renovable, los precios de nodo usualmente caen y llegan a ser negativos en zonas con alta penetración. Sin embargo, concluyen que los periodos con **precios negativos no llegan a ser persistentes en el tiempo ni significativos sobre los precios promedio anuales de generación.**
- En la mayoría de los mercados los precios de nodo de corto plazo no compensan el costo nivelado de las plantas renovables, pero existen incentivos económicos que promueven la generación renovable generando y manteniendo las siguientes señales de largo plazo: **1) los precios bajos promueven la electrificación, 2) los precios altos promueven la expansión en transmisión y generación.** En otras palabras, los incentivos deben ser cuidadosamente analizados por parte del regulador con el fin de no afectar las señales localizadas en cada nodo.
- En los esquemas de precios nodales analizados, **las congestiones y las pérdidas de la red se asocian a cada nodo**, esto ha representado transparencia en las transacciones y ha permitido identificar puntos en los cuales se pueden enfocar los planes de pérdida e inversión en transmisión, cuando las señales de congestión así lo reflejan.
- Salvo algunas excepciones, la transición de esquema único a precios nodales localizados ha significado una **menor renta inframarginal a los sistemas e involucrar en el precio los efectos económicos de la red de transmisión y los servicios complementarios localizados.** Se resalta la importancia de planear adecuadamente la transición del esquema actual del mercado a un esquema que no afecte las señales de precio de corto y mediano plazo del sistema.



6.2 Conclusiones sobre los escenarios para Colombia

- **El área Caribe es la zona que se ve más afectada en escenarios de congestión.** El escenario con mayor diferencia de Caribe respecto a las demás áreas tiene un delta de variación de 319 COP/kWh con un límite de intercambio de 1650 MW, cabe resaltar que la desviación estándar del precio de las otras áreas es de 0.5 COP/kWh, lo que indica que la diferencia entre estas es despreciable. En general, en los escenarios de congestión la desviación estándar del delta entre Caribe y el resto del sistema es de 106 COP/kWh, lo que refleja la importancia de la congestión sobre los precios del área Caribe.
- **El plan nacional de expansión en transmisión actual nivela los precios en el corto y mediano plazo.** Desarrollando los planes de expansión se reduce la congestión de las áreas en invierno y verano; sin embargo, con el aumento de la demanda en el largo plazo, si no se desarrollan nuevos proyectos de transmisión los precios comenzarán a desnivelarse a la misma tasa de crecimiento de la demanda.
- **La penetración de renovables en Caribe compite con el aumento en la capacidad de intercambio con el interior.** La generación de FNCER en caribe alcanza valores significativos en algunos periodos (hasta 17% respecto a la producción total), y compite permanentemente con la energía hidráulica del interior del país por abastecer la demanda del área siempre que el límite de intercambio sea superior a 1,900 MW, lo que permite mantener los precios nodales bajos. Por debajo de ese valor de intercambio, los precios de Caribe son significativamente más altos que los del resto del país y que el precio Uninodal.
- **Con un límite de intercambio en Caribe de 2400 MW y una penetración de FNCER (ubicada en esta área) cercana al 16% (39 GWh/día para 2027) de la generación diaria del sistema, se logra nivelar el precio promedio de Caribe con respecto al precio promedio uninodal.** Este escenario permitiría que, no sólo el área Caribe tenga un precio bajo sino que las demás áreas también tengan precios nodales muy bajos, en la medida en que la capacidad de transmisión sea reversible desde Caribe hacia las otras áreas.
- **Las FNCER siempre serán programadas en su máxima disponibilidad, sin vertimientos de sol ni de viento en el horizonte de los escenarios simulados.** En escenarios de largo plazo en los que se aumente la expansión de generación FNCER y no se aumente la transmisión, si se podrían generar vertimientos; sin embargo, en los escenarios de mediano plazo analizados no se presentó esta situación.
- **La capacidad FNCER proyectada hasta el año 2030, no genera precios negativos o congestión por este recurso en ninguna de las áreas.** Así, de momento la región Caribe y las demás regiones pueden seguir creciendo en FNCER al ritmo de la demanda. En escenarios con generación renovable concentrada y de muy alto crecimiento se deberá evaluar nuevamente la capacidad de transmisión a fin de mitigar



de manera temprana las posibles congestiones que puedan derivar en formaciones de precios negativos a causa de generación atrapada.

- **La forma horaria del precio nodal localizado tiene un perfil diferente respecto a la curva horaria uninodal en Colombia**, esto debido a que para el cálculo del precio uninodal se asume un despacho ideal con una red de capacidad infinita excluyendo los costos de la generación por seguridad, lo que produce distorsiones en las horas en las que se producen rampas y se cumplen tiempos mínimos en línea de condiciones con alta generación por seguridad. Por su parte, en el cálculo con precios nodales, se interiorizan la generación por seguridad y las pérdidas, o lo que se conoce actualmente como componente de restricciones “R” y pérdidas “PR”, respectivamente; al ya incluir estas componentes el precio horario nodal hace que su perfil sea similar a la curva horaria de la demanda del nodo.
- **Los precios nodales presentan ventajas a la hora de desarrollar programas de participación de la demanda, en los cuales el usuario pueda elegir las horas de consumo basado en la señal de precio**. Los precios nodales para todas las áreas muestran una representación del comportamiento de la curva de demanda promedio nacional, mientras que para los precios uninodales esto no sucede, lo cual brinda la posibilidad de desarrollar esquemas de mercado donde la demanda participe activamente.
- **El aumento del intercambio en Caribe con resto del sistema conlleva a una reducción en la restricción asociada al número mínimo de unidades requeridas para esta área**. De esta manera se logra brindar mayor soporte en potencia reactiva al sistema. Así, las unidades, tradicionalmente térmicas, que se requieren en esta región son desplazadas por generación FNCER (de acuerdo al peso asignado por planta y probabilidad de generación), lo cual provoca una disminución en los costos de operativos del sistema.
- **Los precios de PPAs en subastas nodales generarán competencia en el precio de Caribe**. De acuerdo a los precios obtenidos en los bloques del área Caribe, se puede notar en el bloque 2 (bloque con disponibilidad solar) los precios de PPAs nodales serán superiores a los precios del mismo bloque en un esquema uninodal (Figura 5.6). En escenarios de largo plazo (mayor a 2030), con mayor penetración FNCER, los precios nodales del bloque 2 pueden disminuir significativamente en la mayoría de los escenarios posibles.



6.3 Recomendaciones para la CREG

- **Las rentas de congestión deberán aliviar las diferencias de precios para la demanda mientras se nivelan los precios.** Durante la transición, los precios nodales que paga la demanda deberán ser unificados para que los usuarios paguen el mismo precio en todo el sistema, distribuyendo la renta de congestión. Luego, cuando los precios nodales se nivelen, y se firmen contratos localizados, los usuarios pasarán a pagar precios nodales diferenciados.
- **Divulgar completamente las señales económicas de los requerimientos eléctricos para los nuevos participantes.** Si bien la resolución CREG 070 de 2020 procura una información más transparente para la conexión, también hay señales económicas que provienen de requerimientos eléctricos de control de tensión, compensación reactiva, almacenamiento y otros servicios complementarios que no son considerados por los nuevos participantes del mercado.
- **Definir el esquema de participación de las FNCER en los servicios complementarios.** Los diseños internacionales ya han adelantado el trabajo en la viabilización de las FNCER y su participación en un mercado de servicios complementarios. Esta iniciativa puede ser adoptada en Colombia, para lo cual es necesario que agentes generadores en conjunto con las entidades de energías renovables desarrollen estudios de capacidad tecnológica y presenten una propuesta relacionada con la oportunidad de mercado antes de la implementación de la metodología.
- **El diseño debe prever la matriz de generación de mediano y largo plazo.** Los escenarios con los cuales la CREG está realizando estudios utilizan una información histórica con una matriz de generación de corto plazo. Sugerimos a la CREG utilizar escenarios con un plan de expansión de mediano y largo plazo para evaluar los diseños en condiciones donde el esquema se encuentre funcionando completamente, es decir posteriores a la transición.
- **Los beneficios de la metodología de precios nodales se logran con la modernización del diseño completo.** De acuerdo con la experiencia internacional referenciada, la implementación de precios nodales por sí sola no logra grandes beneficios a menos que se integren los aspectos técnicos, económicos y la información en tiempo real del sistema y los recursos energéticos. Es decir, se pueden adelantar pilotos de precios nodales en paralelo al uninodal, pero se debe especificar el diseño completo con la mayor parte de sus componentes antes de la puesta en operación, para que la valoración del riesgo de los contratos y las inversiones involucre las señales correspondientes a servicios complementarios, respuesta de demanda, derechos financieros de transmisión y esquemas de cobertura desde el inicio del esquema.



6.4 Recomendaciones para SER

- **Los asociados de SER deben comprender el impacto de los precios nodales sobre sus tecnologías.** Esta metodología requiere que las empresas profundicen en los análisis de los flujos de carga de sus planes de mediano y largo plazo, que comprendan el mecanismo de despacho y las posibles liquidaciones nodales. Usualmente los agentes de energías renovables se han enfocado en tomar decisiones de cuánta energía contratar y cuánta energía exponer en bolsa en los periodos de generación. Sin embargo, a partir de la implementación de precios nodales localizados, el proceso de planeación requerirá de análisis más profundos del sistema eléctrico con el fin de hacer una planeación estratégica adecuada, obtener posiciones atractivas en los mecanismos de participación, y evaluar riesgos en escenarios de congestión o tanto físicos como financieros en la nueva estructura del mercado.
- **Los proyectos híbridos de FNCER se destacan con el mayor potencial en el largo plazo.** Si bien es cierto que las FNCER carecen de la posibilidad de seleccionar la ubicación de los proyectos, es necesario que las compañías con conocimiento e inversiones en FNCER se asocien en sus capacidades para desarrollar proyectos que aprovechen las variabilidades de los precios nodales. Por ejemplo los proyectos FNCER - Electrólisis - Hidrógeno permitirán una alta complementariedad para la producción de energía durante precios nodales bajos, aportando un energético primario o produciendo electricidad con hidrógeno en una planta ubicada en otro nodo de gas.
- **El trading y las coberturas de precios nodales son una oportunidad para las FNCER.** Sin duda, los esquemas de contratos de largo plazo van a transformarse y las FNCER deben aprovechar las demás alternativas financieras ligadas a los mercados de precios nodales. Por ejemplo, en el caso de los proyectos en la Guajira, donde actualmente los precios nodales podrían ser relativamente altos, aunque volátiles, las FNCER pueden adquirir o transar derechos de transmisión a zonas del interior del país en busca de una cobertura financiera. Esto evitaría que los ingresos fruto de ventas en el mercado tengan mayor volatilidad o riesgo.
- **La simulación de los precios nodales localizados y las subastas de derechos financieros de transmisión adquieren un papel relevante para los agentes con FNCER.** Se requerirá valorar el impacto real en sus transacciones económicas, las oportunidades de inversión en proyectos de generación y transmisión, así como también hacer mejores ofertas para la adquisición de derechos financieros de transmisión. Recomendamos planear un portafolio para precios nodales en el que las partes interesadas realicen más simulaciones de precios nodales de largo plazo e integrarlo con herramientas en tiempo real, mercado del día anterior y para el mercado intradiario, asimismo para la asignación de FTRs.



- **Incluir los mecanismo de mitigación de poder del mercado a fin de no sesgar sus resultados.** En las valoraciones se deben considerar potenciales mecanismos de mitigación de poder de mercado para no sobrevalorar algunas diferencias de precios que se producen en escenarios donde las plantas tienen posiciones dominantes debido a la congestión.
- **Se debe contar con estrategias para pronosticar la producción de energía horaria para efectos del despacho del día anterior.** Dado que los mecanismos de reconciliación son suprimidos en los mercados con precios nodales, es posible que se tenga un mercado de tiempo real (spot) o un mercado de balances. El objeto de estos mercados es hacer los ajustes, de compra y venta de energía, para atender la demanda. Por lo tanto, las desviaciones en producción con respecto a lo declarado el día anterior son liquidadas al precio de tiempo real del nodo de ubicación del proyecto. Una desviación no necesariamente implica una penalidad financiera, sino que puede resultar en un beneficio, por lo cual debe planearse la operación esperada en el corto plazo.



7. Referencias

- [1] Zonal versus Nodal Electricity Pricing: the PJM experience, FEB 11, 2019, Consultado: Sept. 1, 2021. [Online]. <https://fsr.eui.eu/zonal-versus-nodal-electricity-pricing-the-pjm-experience>.
- [2] Locational Marginal Pricing, Consultado: Sept. 1, 2021. [Online]. <https://iso-ne.com/participate/support/faq/lmp>.
- [3] RENTAS DE CONGESTIÓN R. CREG-004-2003; Art. 3, Consultado: Sept. 1, 2021. [Online]. <https://www.creg.gov.co/taxonomy/term/1963>
- [4] ERCOT, Nodal market education, Ercot nodal 101, Training Curriculum 2013.
- [5] DNP, EY, ENERSINC. Propuesta de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. Producto 4, 2016.
- [6] K. Mayer and S. Trück, "Electricity markets around the world," *Journal of Commodity Markets*, vol. 9, pp. 77–100, Mar. 2018, doi: 10.1016/J.JCOMM.2018.02.001.
- [7] M. Weibelzahl, "Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion," *Frontiers in Energy* 2017 11:2, vol. 11, no. 2, pp. 210–232, Mar. 2017, doi: 10.1007/S11708-017-0460-Z.
- [8] P. F. Borowski, "Zonal and Nodal Models of Energy Market in European Union," *Energies* 2020, Vol. 13, Page 4182, vol. 13, no. 16, p. 4182, Aug. 2020, doi: 10.3390/EN13164182.
- [9] K. Neuhoff, "International Experiences of Nodal Pricing Implementation Frequently Asked Questions," *Climate Policy Initiative*, 2011.
- [10] L. Barroso, F. D. Munoz, B. Bezerra, H. Rudnick and G. Cunha, "Zero-Marginal-Cost Electricity Market Designs: Lessons Learned From Hydro Systems in Latin America Might Be Applicable for Decarbonization," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 1, pp. 64-73, Jan.-Feb. 2021, doi: 10.1109/MPE.2020.3033398.
- [11] "Business Practice Manual for Managing Full Network Model". CAISO. (2021).
- [12] Nguyen, C., Wu, L., Marwali, M., & Mukerji, R. (2018). Small Resource Integration Challenges for Large-Scale SCUC. 177–193. https://doi.org/10.1007/978-1-4939-7822-9_8.
- [13] H. Rudnick, "Chile: Pioneer in deregulation of the electric power sector," in *IEEE Power Engineering Review*, vol. 14, no. 6, pp. 28-, June 1994, doi: 10.1109/MPER.1994.286546.
- [14] NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN, CNE, Chile 2021.
- [15] Procedimiento "Costos marginales de energía" CDEC- SIC, Chile 2012.
- [16] 2020 Annual Review Navigating a Changed World. NordPool (2020).
- [17] "California ISO - Today's Outlook." <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/default.aspx> (accessed Oct. 29, 2021).
- [18] "California Profile." <https://www.eia.gov/state/print.php?sid=CA#35> (accessed Oct. 29, 2021).
- [19] "ISO New England | 2021 Regional Electricity Outlook". New England (2021).
- [20] A. Galetovic and C. M. Muñoz, "Regulated electricity retailing in Chile," *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6453–6465, Oct. 2011, doi: 10.1016/J.ENPOL.2011.07.047.
- [21] "Denmark - Countries & Regions - IEA." [online] <https://www.iea.org/countries/denmark#more-denmark> (accessed Oct. 29, 2021).

- [22] Gallego Vega, Luis Eduardo; Duarte Velasco, Oscar Germán Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia Ingeniería e Investigación, vol. 30, núm. 3, diciembre, 2010, pp. 71-85 Universidad Nacional de Colombia Bogotá, Colombia
- [23] C. Zambrano, Y. Olaya and J. D. Velásquez, "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market," Proceedings of the Winter Simulation Conference 2014, 2014, pp. 429-440, doi: 10.1109/WSC.2014.7019909.
- [24] UPME, PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2015 – 2029.
- [25] Cadena, Benavides, Piñeros, González, Hidalgo, Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada, Bogotá, 15 de octubre 2018, FEDESARROLLO.
- [26] Pablo Corredor, Udi Helman, Diego Jara, Frank A. Wolak, Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro, Enero de 2020, BID.
- [27] CREG-RigthSide, Definición y Evaluación de un Sistema de Precios Nodales en el Mercado de Energía Mayorista bajo el esquema de Mercados Vinculantes del Día Anterior e Intradía, Colombia diciembre 2021.
- [28] Andrew D. Mills, Dev Millstein, Ryan Wisser, Joachim Seel, Juan Pablo Carvallo, Seongeun Jeong, Will Gorman, "Impact of Wind, Solar, and Other Factors on Wholesale Power Prices", Lawrence Berkeley National Laboratory, 2019.
- [29] Wolak, Frank A. 2011. "Measuring the Benefits of Greater Spatial Granularity in Short-Term Pricing in Wholesale Electricity Markets." American Economic Review, 101 (3): 247-52
- [30] E. Hausman, R. Fagan, D. White, K. Takahashi and A. Napoleon , "LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers," Synapse Energy, Pearl Streer, Cambridge, 2006
- [31] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), «ISO/RTO Metrics Report: ISO New England,» FERC, 2010.
- [32] D. Patton and P. L. VanSchaick, "2004 Assessment of the Electricity Market in New England," Potomac Economics, New England, 2005.
- [33] D. B. Patton, P. L. VanSchaick y R. A. Sinclair, «Six-Month Review of SMD Electricity Markets in new England,» Potomac Economics, New England, 2004.
- [34] B. Xu, Y. Dvorkin, D. Kirschen, C. Silva-Monroy y J.-P. Watson, «A comparison of policies on the participation of storage in U.S. frequency regulation markets,» 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1-5, 2016.
- [35] Denholm, P., Sun, Y., & Mai, T. (2019). An Introduction to Grid Services: Concepts, Technical Requirements, and Provision from Wind. www.nrel.gov/publications.
- [36] E. Litvinov, «Power System & LMP Fundamentals,» ISO New England, New England, 2008.



8. Anexos

Anexo 1.

Experiencias Internacionales

Mercados analizados

A continuación se describe de manera general la metodología de precios de cuatro mercados internacionales, que por sus características son de alta relevancia como referencia para el estudio del caso colombiano. Los mercados que se detallan son:

- California - CAISO
- New England - NE-ISO
- Chile - CEN
- Países Nórdicos - Nord Pool



Cada uno de estos mercados tiene características específicas que permiten estudiar el efecto de los precios nodales/zonales bajo distintos escenarios. Por su parte, el mercado operado por CAISO es uno de los más agresivos en cuanto a expansión de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y otras tecnologías como sistemas de almacenamiento de gran escala. Asimismo, el sector eléctrico de New England se ha tomado como referencia para la regulación de distintos mecanismos y productos del mercado eléctrico colombiano, por lo que las similitudes dan un buen punto de partida de los posteriores análisis. Es importante resaltar que los mercados norteamericanos ya experimentaron una transición de precios zonales a nodales, por lo que su experiencia es de alta relevancia para el caso colombiano. Por otra parte, el caso chileno es de alto interés para los miembros de la Asociación y representa el único caso latinoamericano que se analiza. Finalmente, el componente europeo corresponde a los países nórdicos, en donde se ha manejado una metodología zonal hasta el momento.

8.1. Metodologías

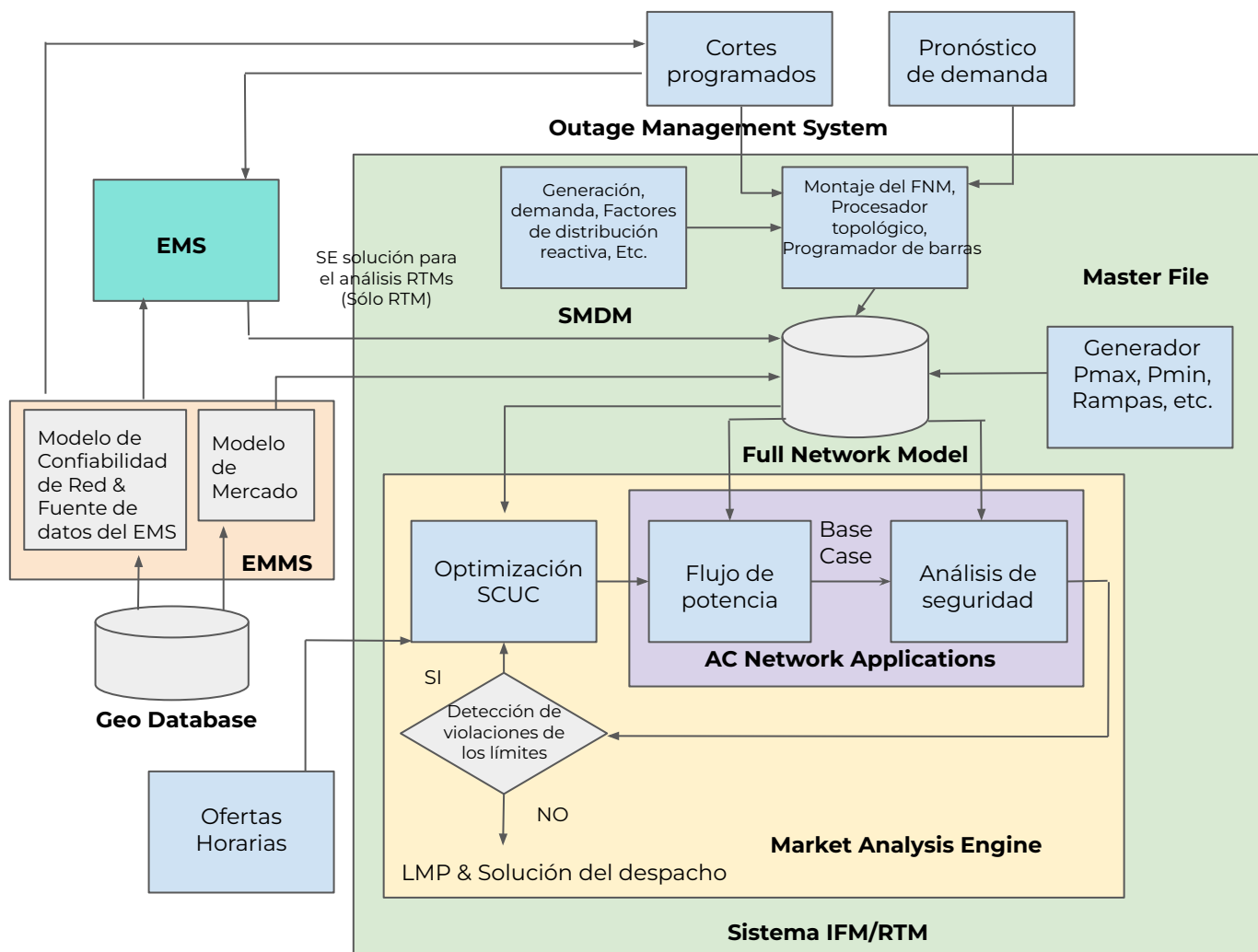
8.1.1. California - CAISO

El operador del sistema de California (CAISO, California Independent System Operator) es uno de los nueve operadores de sistemas independientes (ISO, Independent System Operator) de norte américa. CAISO controla el flujo de electricidad de aproximadamente el 80% de la California y una parte menor de Nevada; este es supervisado por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission). El 20% restante del estado es operado localmente por las autoridades de balance y de servicios públicos quienes hacen parte del mercado de desbalances de CAISO (EIM, Energy Imbalance Market).

Estructura del modelo de despacho e integración de los LMP

CAISO utiliza un modelo de red completo al cual denominan FNM (Full Network Model), mostrado en la figura 8.1. Este representa la red de transmisión y las interconexiones. El FNM admite las funciones procesadas por el mercado para analizar y resolver la congestión, las pérdidas de transmisión y calcular los LMP. Los LMP son calculados dentro del Market Analysis Engine como el resultado del proceso del despacho que incluye seguridad (SCUC, Security Constrained Unit Commitment), el SCUC tiene en cuenta la red del sistema y sus resultados posteriormente son validados mediante un análisis de seguridad AC [11].

Figura 8.1. Integración del FNM en el sistema de CAISO [11]



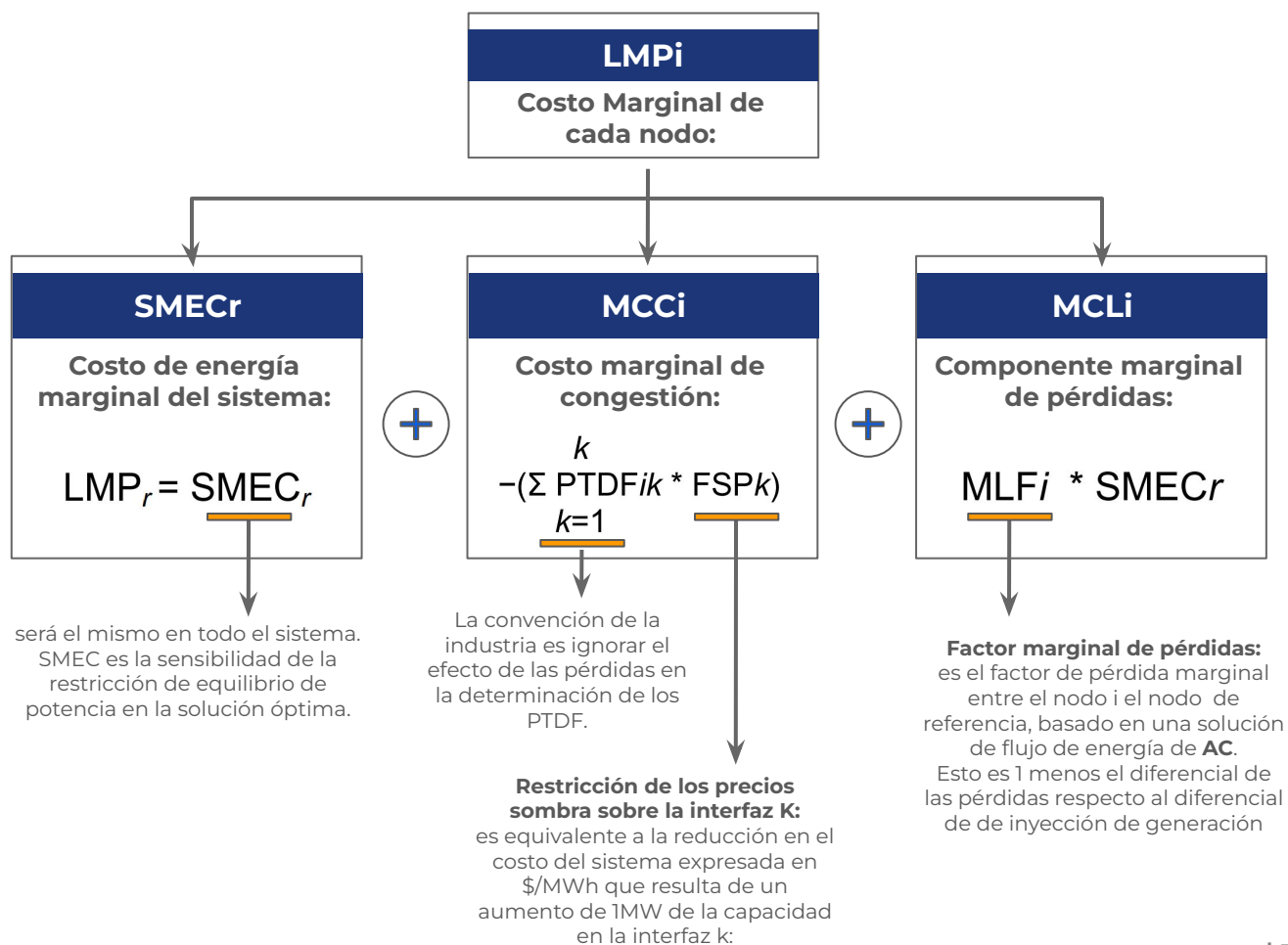
Cálculo de los LMP

Los LMP se utilizan para programar y fijar precios para el acceso a la transmisión no discriminatorio y para la operación del mercado eléctrico mayorista de CAISO. Los LMP constan de tres componentes:

- Precio marginal de la energía
- Precio marginal de las pérdidas de transmisión
- Precio marginal de la congestión en la restricción de la red

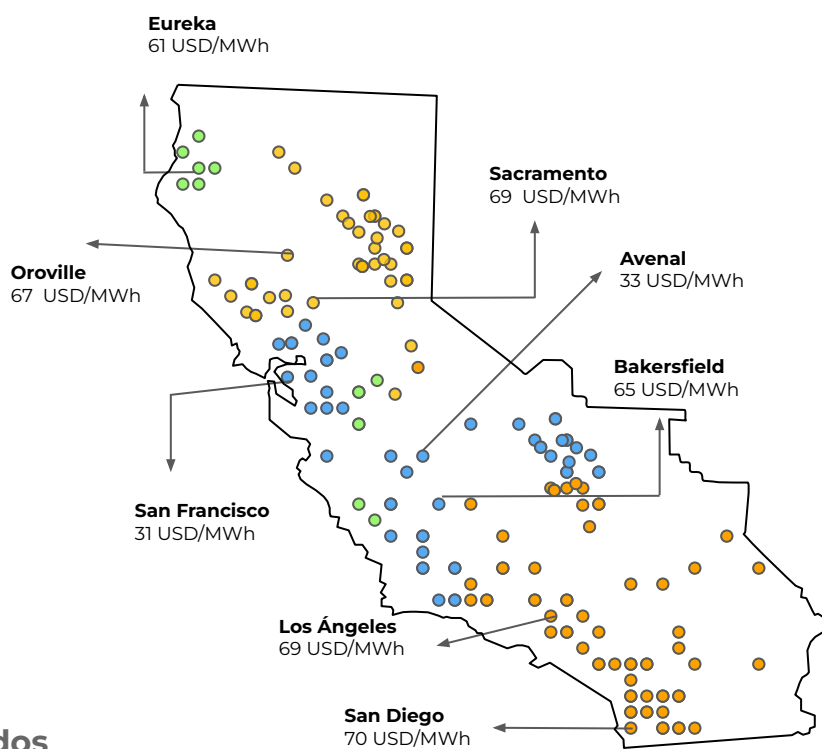
Para calcular las pérdidas de transmisión se utiliza una solución de flujo de carga AC. Este enfoque se utiliza porque el SCUC, que es una solución linealizada de la red eléctrica, representa solo flujos de DC en su análisis. El precio marginal de las pérdidas de transmisión es un producto de las sensibilidades a las pérdidas marginales y el precio marginal de la energía. El precio marginal del componente de congestión del LMP es una suma de los productos de los factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF) y el precio sombra de las restricciones de transmisión. Ambos parámetros se calculan en relación con un bus de referencia. La descripción de cada uno de los componentes del LMP es presentado en la figura 8.2.

Figura. 8.2. Composición de los LMP por nodo



Para prevenir que los impactos de los precios de congestión, así como también los impactos de los precios de pérdidas, sean sensibles a la selección de un solo nodo de referencia, CAISO utiliza una referencia distribuida, en lugar de una referencia única, en la formulación del flujo de potencia para obtener la descomposición de los LMP. La referencia se distribuye a todos los nodos por factor de participación. El proceso de cálculo se realiza tanto en el DAM, el cual tiene como propósito definir los pagos que se realizan a los generadores; como en el RTM, donde las desviaciones de generación son liquidadas a los precios de la operación de tiempo real. La descripción detallada de la desagregación de los componentes LMP y la referencia distribuida se puede encontrar en [11]. En la figura 8.3. se presenta la distribución de algunos de los nodos administrados por CAISO, el precio mostrado corresponde al promedio del mes de septiembre de 2021.

Figura 8.3. LMP promedio de CAISO para septiembre 2021.



Agregación de nodos

CAISO usa la agregación de nodos como un recurso para evaluar la congestión de manera grupal, esto se hace de manera independiente para la generación y para la demanda. En la generación se utilizan los Trading Hubs, que representan el precio promedio pagado a la generación de la zona; para su cálculo se ponderan únicamente los LMPs correspondientes a los nodos de generación. Los Trading Hubs se utilizan para facilitar las transacciones bilaterales entre compradores y vendedores de energía, estos pueden utilizarse para compartir los riesgos de precios entre compradores y vendedores. Equilibrar el riesgo de diferencia de LMP entre proveedores y compradores es una de las características deseables de los Trading Hubs. Por otra parte, están los LAP (Load Aggregated Prices) los cuales representan los LMP promedio de las cargas, estos se usan para evaluar la respuesta de la demanda y asegurar que el despacho de recursos distribuidos no generen nuevas congestiones en la red.



8.1.2. New England - NE-ISO

ISO New England es la empresa encargada de operar la red, administrar el mercado y planificar el sistema de energía para la región de Connecticut, Rhode Island, Massachusetts, Vermont, New Hampshire y la mayoría de Maine.

Cálculo de LMPs

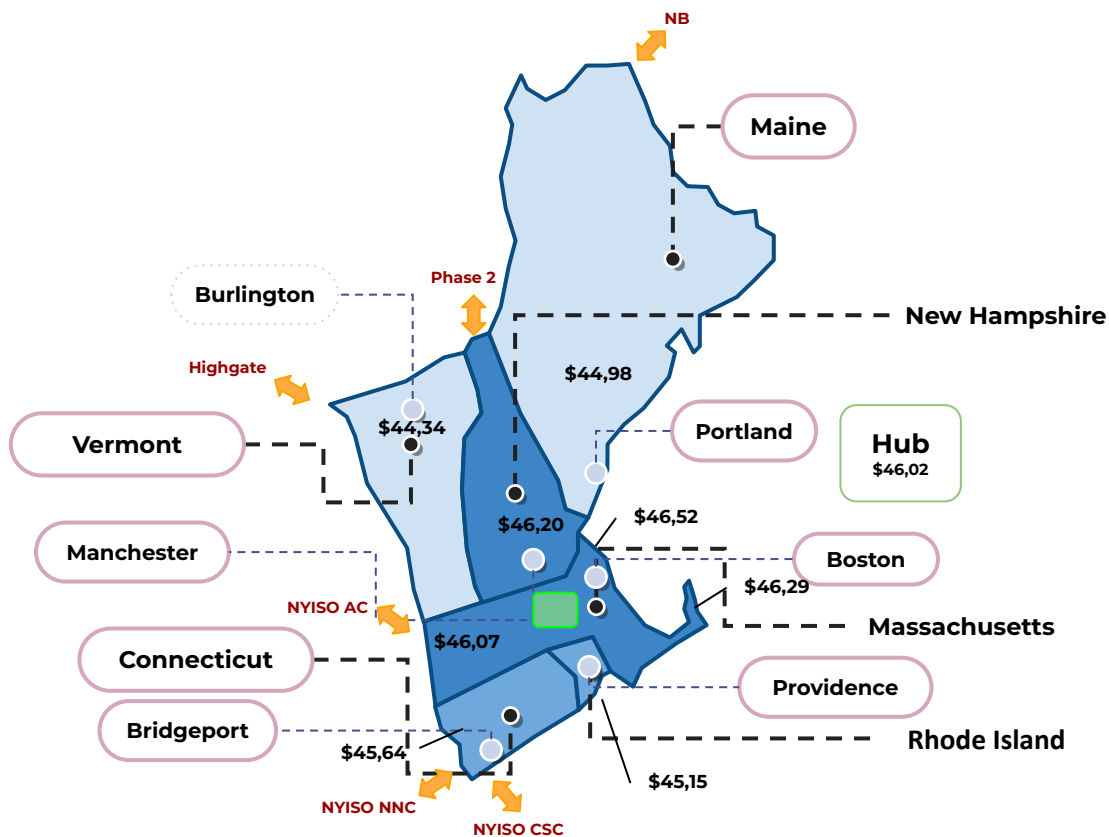
New-England cuenta en total con más de 28.000 nodos en todo el sistema para los cuales calcula los LMP de cada uno de estos. Su metodología de cálculo es igual a la mostrada para CAISO. New-England realiza distinción entre los tipos de nodos, además agregación de nodos para sus procesos comerciales y de liquidación. Los nodos se dividen en dos categorías, una externa y otra interna. La representación externa es utilizada como nodo de interfaz para los intercambios realizados con las áreas de autoridad de balance vecinas. Mientras que los nodos de representación interna se subdividen en los siguientes cuatro tipos:

- Nodos individuales de generación, a los generadores se les paga el LMP del mercado en tiempo real (RT).
- Nodos de carga, los participantes que atienden la demanda pagan el LMP de tiempo real (RT).
- The Hub: una colección de 32 ubicaciones con un precio ponderado por carga destinado a representar un precio no congestionado para la energía eléctrica, facilitar el comercio y mejorar la transparencia y liquidez en el mercado.
- Ocho zonas de carga, es decir, agregaciones de nodos de carga dentro de un área específica. Cada uno tiene un LMP que es un precio promedio ponderado de carga de los precios del nodo de carga en esa zona. Una zona de carga se puede considerar de importación o de exportación; lo cual depende la capacidad de generación y transmisión de cada área.

La figura 8.4. muestra la composición de nodos para ISO-NE, así como los LMP promedio por zona de carga para el mes de septiembre del 2021.



Figura 8.4. Tipos de nodo y precio promedio de energía ISO-NE en septiembre de 2021.



Nodos Externos

- Ubicación del proxy en el sistema de transmisión
- Establece el precio para la importación/exportación de potencia desde NE

Nodos

Corresponden a barras físicas para los cuales se calculan los costos marginales del sistema

Hub

- Conjunto de 32 nodos para los cuales los LMP son calculados
- El precio HUB es un promedio simple
- Punto de referencia para los FTRs

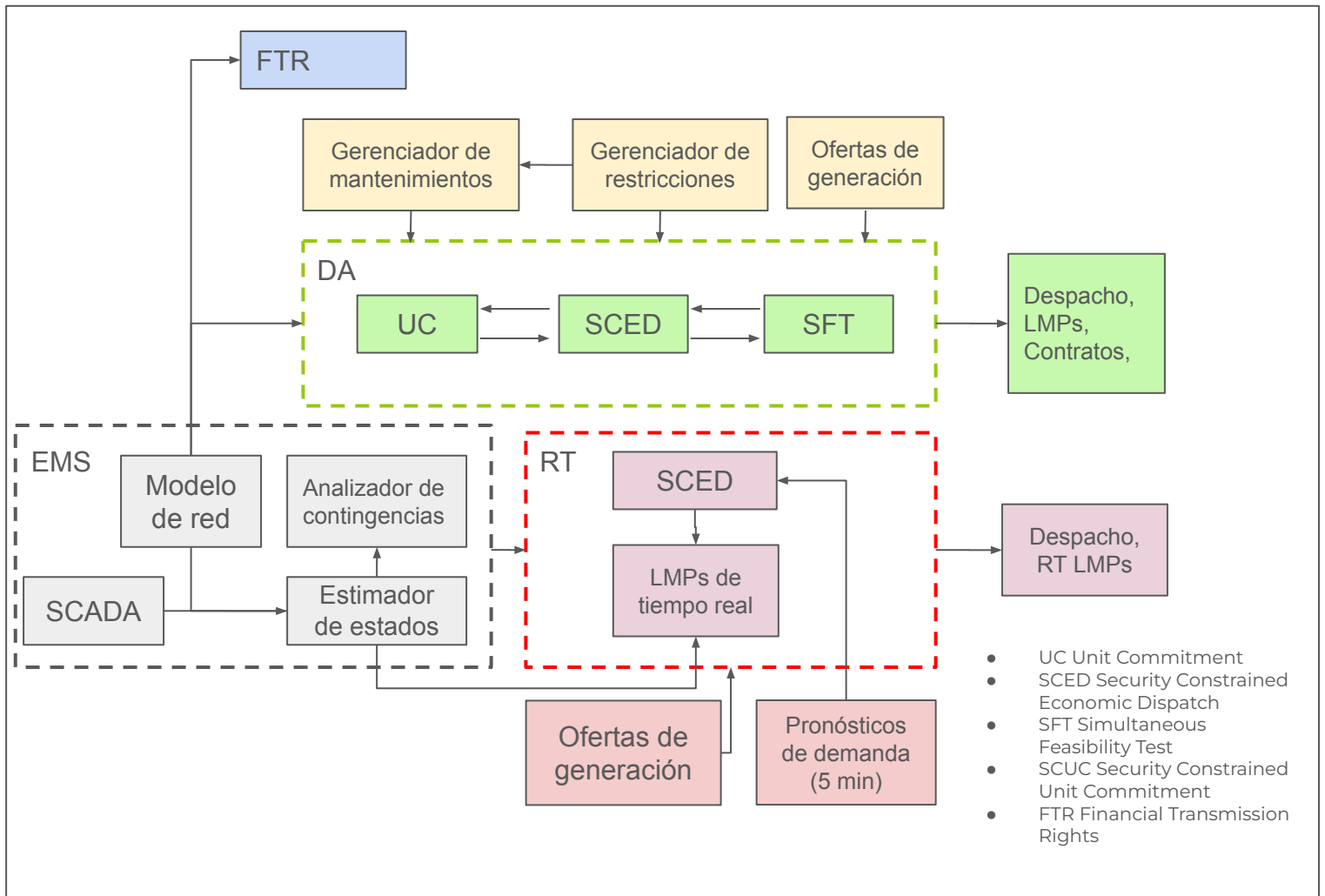
Zonas de carga

- Agregación de nodos
- El precio zonal es promedio ponderado por carga.
- 8 zonas de carga en NE, 3 en MAINE.

Al igual que en CAISO, New England calcula dos tipos de LMP, uno para tiempo real y otro el despacho diario. Estos son resultados de módulos independientes (DA y RT) los cuales comparten el modelo de red. Una característica clave es que el modelo de red se gestiona desde el EMS y está involucrado los procesos de despacho, cálculo de LMP y asignación de FTRs. Los procesos de despacho se encuentran resumidos en la figura 8.5.



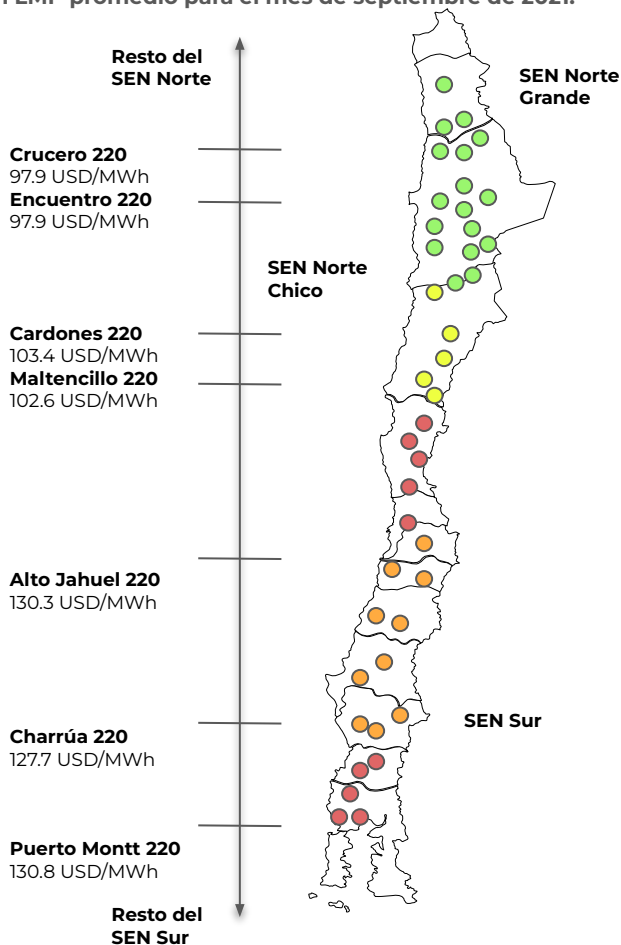
Figura 8.5. Organización de los procesos de día siguiente y tiempo real para la producción de los programas de despacho y cálculo de LMPs [10]



8.1.3. Sistema Eléctrico Chileno

Chile está compuesto por tres sistemas independientes. Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual a partir de 2017 unió a los dos principales sistemas antiguos Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) abarcando con más del 98,5% de capacidad instalada de todo el país; este sistema es operado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) quien es el encargado de realizar el despacho de las unidades de generación. El despacho se realiza en orden de costos crecientes, considerando los costos variables de generación (auditados). Los otros dos sistemas son el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM).

Figura 8.6. Distribución de nodos en el sistema chileno con LMP promedio para el mes de septiembre de 2021.



La característica de longitudinal de Chile en su geografía, hace que el sistema sea mayoritariamente radial en donde los nodos tienen un bajo nivel de enmallamiento, razón por la cual se pueden presentar costos marginales desacoplados. La Figura 8.6. se evidencia costos diferenciados en los nodos para el promedio del mes de septiembre de 2021 donde menores valores son observados en la zona norte, la cual tiene una mayor presencia de FNCER.

Chile fue pionero en la desregulación del sector eléctrico con la Ley de electricidad de 1982 [13]. Esta Ley, que sentó las bases del mercado eléctrico actual en Chile, separó el sector eléctrico en segmentos privados de generación, transmisión y distribución. El sector de generación comenzó a operar como un mercado competitivo, mientras que los sectores de transmisión y distribución fueron considerados monopolios naturales.

Cálculo de los costos marginales

A parte de los LMPs futuros cuyo proceso se realiza cada 6 meses de acuerdo escenarios de pronósticos. El CEN realiza dos procesos de cálculo de los costos marginales:

Costo Marginal en Línea: Valor que representa el costo en que incurre el Sistema en suministrar energía durante un intervalo de quince minutos, expresado en USD/MWh, obtenido de integrar la medición durante un Periodo de Cálculo. Se determina a más tardar quince minutos de finalizado el Periodo de Cálculo, con un total de 96 periodos en un día.

Costo Marginal Real: Valor expresado en USD/MWh, obtenido a partir del Costo Marginal en Línea. Se determina una vez que se han resuelto las observaciones recibidas por el Coordinador. Este costo es el que se utiliza, luego de su conversión a pesos chilenos, para la valorización de la energía en el Balance de Transferencias. Una primera publicación de estos costos se hace a más tardar hasta las 17:00 horas del día siguiente de la operación donde los agentes coordinados puede realizar reclamaciones para la posterior publicación de los costos.

Para calcular los costos marginales reales de energía, se utiliza la siguiente información que resulta de la operación real:

- Registro de instrucciones, así como los Estados Operativos de la operación en tiempo real del SEN registrada por el Coordinador.
- Generación real neta de cada Unidad Generadora o inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía registrada mediante el Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.
- Costos variables y costos de oportunidad de cada Unidad Generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de acuerdo con la normativa vigente.
- Costo de falla vigente del sistema, según lo resuelto por la Comisión.
- Factores de Penalización obtenidos a partir de lo señalado en la presente NT.
- Condiciones especiales de operación de las instalaciones del SEN.
- Restricciones en las instalaciones del sistema eléctrico durante la operación en tiempo real, que tengan incidencia en la determinación tanto del Costo Marginal en Línea como el Costo Marginal Real según corresponda.
- Listado de prioridad de colocación.
- Componente de racionamiento en caso de que corresponda.
- Otros antecedentes que el Coordinador considere relevantes.

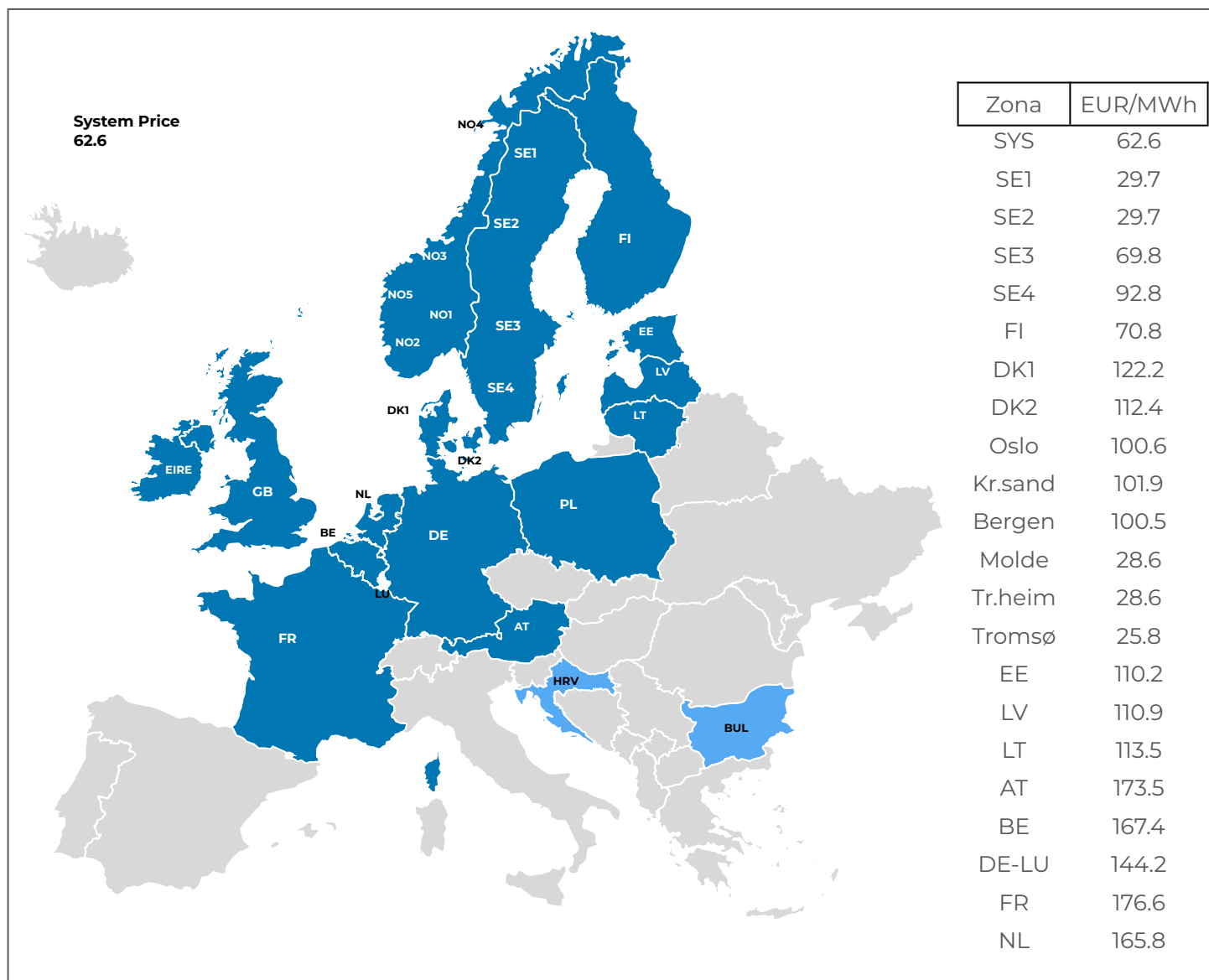
En cada Periodo de Cálculo, el Coordinador deberá determinar para cada minuto, la o las Unidades Generadoras o Sistemas de Almacenamiento o Costo de Falla, que se encuentra fijando el Costo Marginal Real o Costo Marginal en Línea según corresponda. En caso de que exista más de una Unidad Generadora, Sistema de Almacenamiento de Energía o Costo de Falla fijando el Costo Marginal Real dentro del Periodo de Cálculo, el Costo Marginal Real corresponderá al promedio ponderado por minutos, redondeando al quinto decimal, de quienes fijaron el costo marginal en dicho Periodo de Cálculo.

Finalmente para determinar los costos marginales reales en cada una de los nodos del sistema, es necesario referir el costo marginal real determinado en la barra de referencia del sistema, mediante la aplicación de los respectivos factores de penalización. Es decir, para el resto de las barras del sistema, el costo marginal real de energía, en cada hora, se obtendrá como el producto entre el costo marginal real en la barra de referencia del sistema y el factor de penalización de la barra en la que se desea calcular el costo marginal real [14,15].

8.1.4. Países Nórdicos - Nord Pool

Actualmente, Nord Pool ofrece los servicios asociado a mercados eléctricos en 16 países, abarcando la zona nórdica, báltica, europa central y occidental. En la figura 8.7. se muestra el precio promedio octubre del 2021 para las distintas zonas manejadas por Nord Pool.

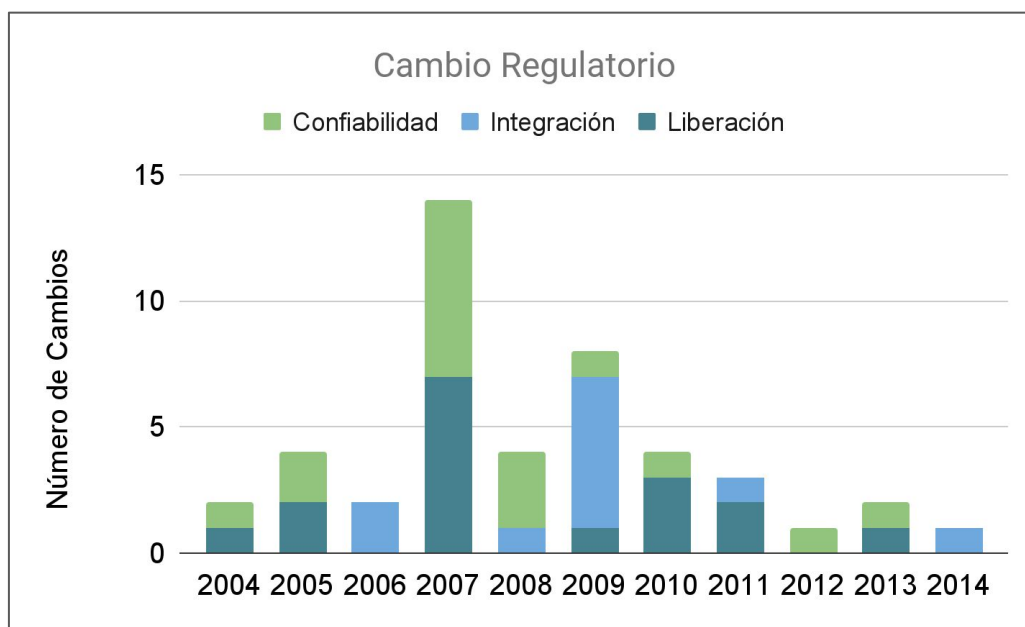
Figura 8.7. Precio promedio de energía Nord Pool en octubre 2021 [16].



Evolución de Metodologías

Desde el establecimiento de las bases legales y regulatorias que promueven la liberalización de los mercados de electricidad y las transacciones internacionales de energía por parte de Noruega, la Unión Europea ha buscado estandarizar legal y comercialmente este modelo a través de todos sus estados miembros para garantizar un mercado funcional, con un alto nivel de protección hacia los consumidores, con criterios justos de accesibilidad, una fuerte y desarrollada infraestructura que permita altos niveles de interconexión y capacidad de generación. Adicionalmente, cada país miembro de Nord Pool debe complementar estas bases legales dentro del marco de la Unión Europea a su propio entorno de reglamentación, basados en sus necesidades de confiabilidad, matriz energética primaria y características endógenas. En la figura 8.8. se presenta en número de cambios regulatorios, una clasificación de motivaciones en orden cronológico de los países Nórdicos desde 2004.

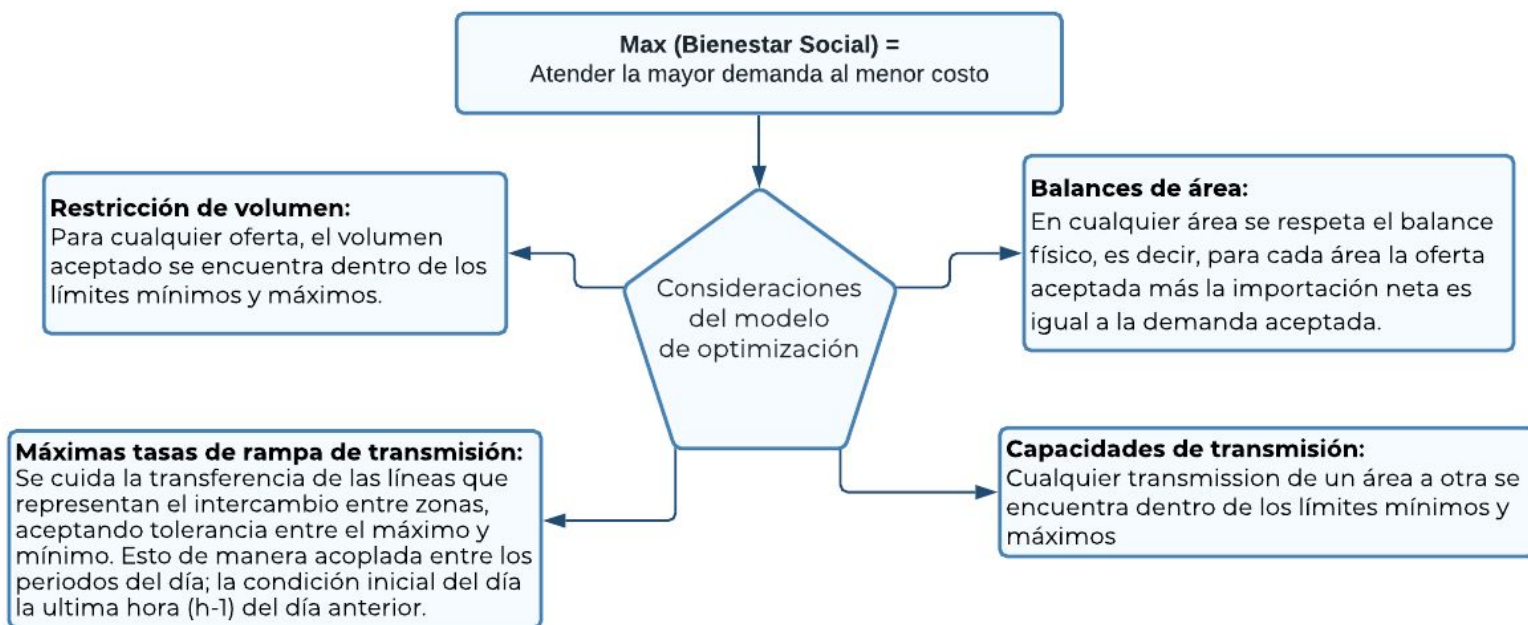
Figura 8.8. Número de cambios regulatorios de los países Nórdicos desde 2004.



Principios para el cálculo de los precios zonales

El sistema de negociación y cálculo de precios del mercado diario de Nord Pool (Elspot) se conoce como SESAM (System for Electricity Spot Auction Market), y su cálculo se basa en la aplicación del criterio de bienestar social junto a las reglas del mercado. Este sistema maximiza el valor de la función objetivo (Criterio de bienestar social), sujeta a restricciones físicas como restricciones de volumen, equilibrios de área, restricciones de transmisión y rampas, la figura 8.9. resume algunas de sus características.

Figura 8.9. Esquema de maximización para el cálculo de los precios zonales en Nord Pool.



Al optimizar este modelo, se debe garantizar que existan precios tales que:

- Se acepta toda la cantidad de oferta de suministro horarias con precio de oferta por debajo del precio spot y se rechaza cualquiera que ubique por encima de este valor.
- Se acepta toda la cantidad de demanda horaria con precio de oferta superior al precio spot y se rechaza toda cantidad de demanda por debajo de este valor.
- Si los precios spot difieren entre dos áreas, entonces la capacidad de transmisión entre estas áreas se utiliza completamente hacia la zona con el precio más alto. Si la capacidad entre dos áreas no se utiliza completamente, los precios en estas dos áreas serán iguales.

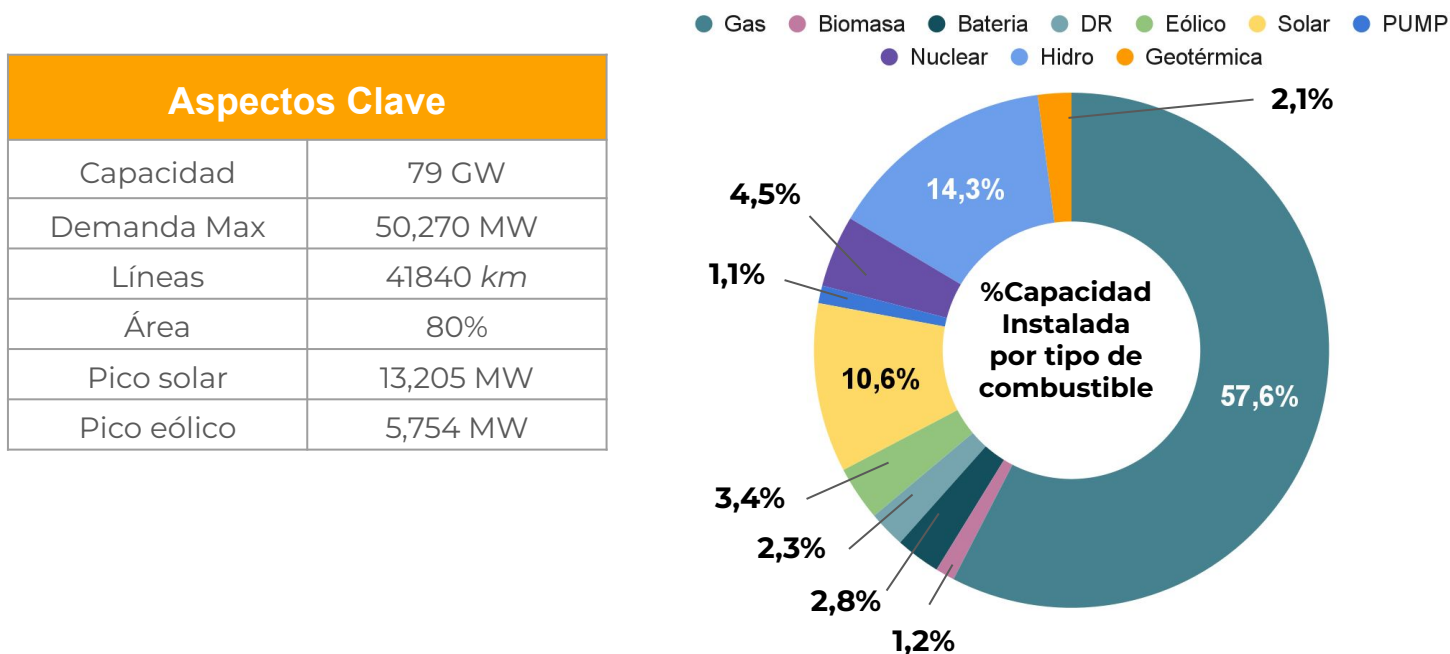
8.2. Integración con renovables

A continuación, se describe la penetración de energías renovables que han logrado los mercados antes vistos debido a sus metodologías e incentivos.

8.2.1. California - CAISO

CAISO es el único operador independiente de sistema en la costa oeste de Estados Unidos, y controla alrededor de 79,000 MW de capacidad instalada de unas 760 plantas de generación, conectadas a través de aproximadamente 41,840 km de líneas de transmisión, para atender la demanda de 30 millones de usuarios. La demanda máxima en CAISO ha sido de 50 GW y ocurrió en el verano de 2006 [17]. La figura 8.10. resume la información relevante de CAISO y la distribución de su matriz energética en cuanto a capacidad instalada.

Figura 8.10. Aspectos clave y matriz energética de capacidad instalada en CAISO.



En 2019, California fue el cuarto productor de electricidad más grande del país, pero el estado también fue el mayor importador de electricidad del país y recibió aproximadamente el 28% de su suministro de electricidad de instalaciones de generación fuera de California, incluidas las importaciones de México [18].

California, ha impulsado la penetración de energías renovables, estableciendo una **meta de penetración del 100% para el 2045**, así como un acuerdo para la **descarbonización de la matriz energética, con meta cero para el 2040**.

8.2.2. New England - NE-ISO

New England cuenta con capacidad instalada a 2021 de cerca de 36,000 MW, la distribución de su matriz energética se muestra en la figura 8.11. **La composición actual de energías renovables** (biomasa, eólica, solar, desechos, otros) **alcanza el 5% del total de la matriz.** Sin embargo, una de las metas trazadas es la descarbonización de cada uno de los estados que conforman a New England, dando mayor participación a los recursos de energía renovable no convencional dentro de la matriz energética. La figura 8.12. muestra las metas trazadas para 2050 en cuanto a descarbonización.

Figura 8.11. Matriz de capacidad instalada por tipo de recurso de New England. [19]

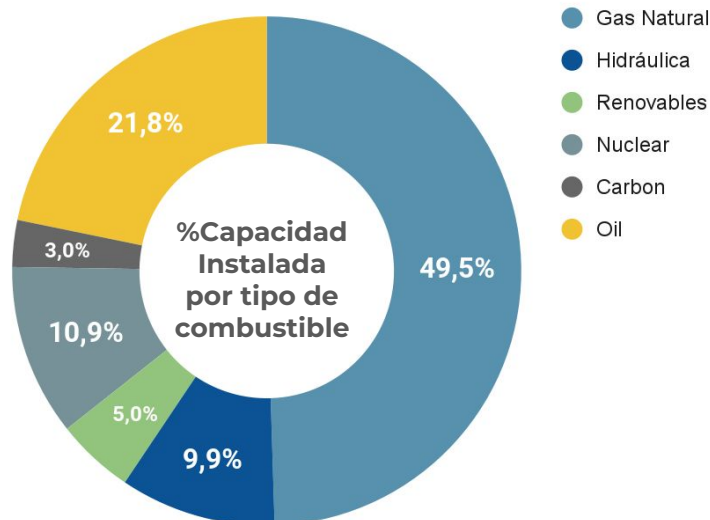
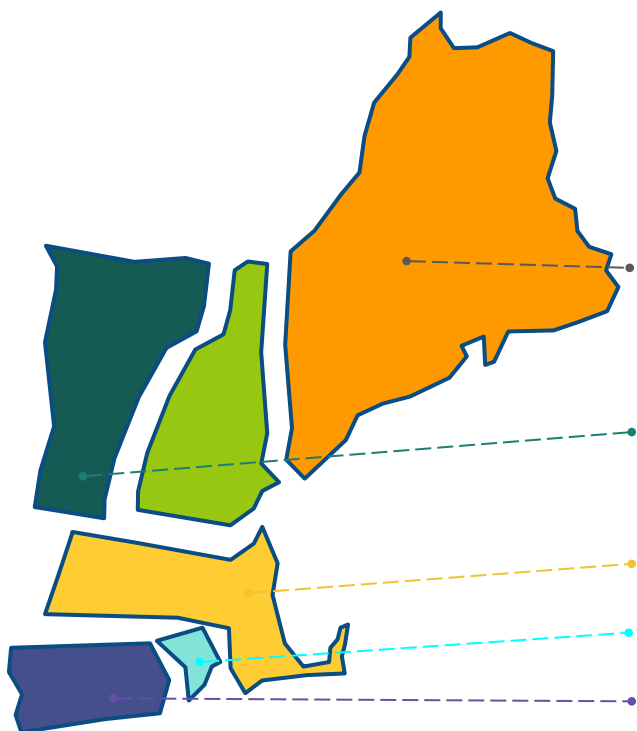


Figura 8.12. Metas de descarbonización para New England



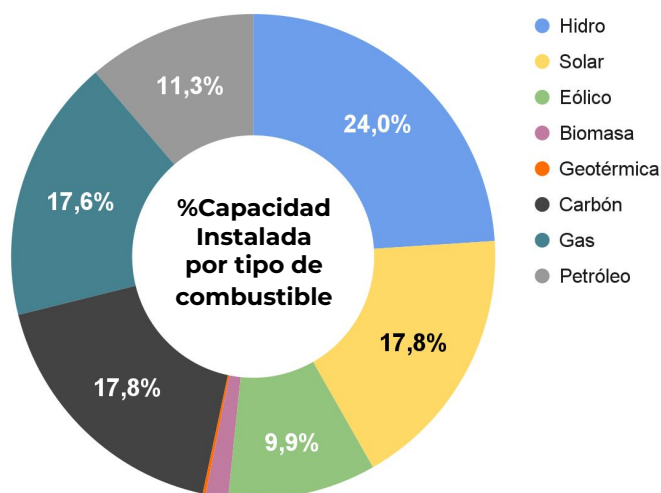
Los estados apuntan a aumentar las energías renovables y limpias y a **reducir las emisiones de CO2 ≥80% para 2050.** Cinco de los estados exigen reducciones de gases de efecto invernadero (GHG) en toda la economía: MA, CT, ME, RI y VT (en su mayoría por debajo de los niveles de 1990) [19].

Maine (MA)	100% 2050	Requerimientos de energía renovable
	Carbon-Neutral (2045)	Metas en emisiones
Vermont(VT)	90% 2050	Límite de emisiones de GHG en todo el estado
	Cero Neto	Requerimientos de energía renovable
Massachusetts (ME)	80% 2050	Estándar de energía limpia
Rhode Island (RI)	100% 2050	Meta de energía renovable
Connecticut (CT)	100% 2050	Meta de cero-carbón

8.2.3. Chile - CEN

A la fecha de septiembre 2021, el mercado eléctrico chileno cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 29 GW y una demanda máxima cercana a los 12 GW. Del total de la capacidad instalada en el SEN, **el 53,3% corresponde a tecnología de generación en base a recursos renovables**, es decir, de origen hidroeléctrica, solar fotovoltaica, biomasa y geotermia; **de los cuales el 24,4% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovable no convencionales**. Como se observa en la Figura 8.13. el otro 46,7% corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo.

Figura 8.13. Capacidad instalada de Chile por tipo de combustible y aspectos claves del SEN.



Aspectos Clave	
Capacidad	29,770 MW
Demanda Max	11,227 MW
Líneas	36,250 km
Área	98,5%
Generación	77.751 GWh/año
FNCER	36.125 GWh/año

En 2004-2005, se llevó a cabo un cambio regulatorio que permitió que pequeños generadores renovables (por debajo de 9 MW de capacidad) evitaran los cargos de transmisión, siendo el primer paso en Chile hacia el apoyo a tecnologías bajas en carbono.

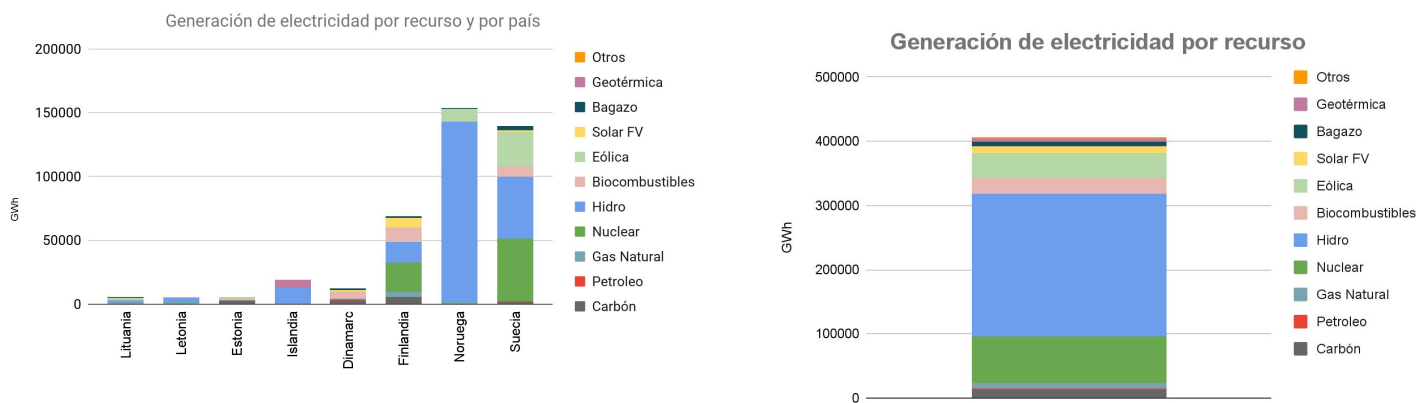
En 2008 Chile estableció su primera **meta para renovables, un objetivo vinculante del 10% para 2024**. Esto se acompañó de un **sistema de certificados de energías renovables (CER)**. Este mecanismo de CER negociables permite a las empresas con más generación renovable de la requerida por el objetivo obtener ingresos adicionales de las ventas de CER. **En 2012-2013, se promulgó un impulso aún mayor para las energías renovables, que aumentó el objetivo de energías renovables al 20%** e implementó un sistema de facturación neta para la generación distribuida [20]. Sorprendentemente, fue solo en 2015-2016 que el operador del sistema se convirtió en una organización completamente independiente, al igual que los operadores del sistema en los EE. UU. En el mismo año, una nueva Ley cambió el mecanismo para subastar PPA a largo plazo, corrigiendo fallas de diseño presentes en los mecanismos anteriores que resultaron en una falta de competencia y altos precios de los contratos. Además del mercado energético y el mecanismo de capacidad, los generadores renovables también pueden participar en un nuevo mercado de servicios auxiliares abierto el 1 de enero de 2020. Algunos de los nuevos servicios incluyen control rápido de frecuencia, así como reservas primarias, secundarias y terciarias. Estos servicios se compensan diariamente en una subasta competitiva de pago por licitación y se optimizan conjuntamente con la energía.

Por otra parte, es importante mencionar que debido a la topología chilena y a su bajo nivel de enmallamiento, las fuentes no convencionales de energía renovable tienen un alto impacto en los precios.

8.2.4. Países Nórdicos - Nord Pool

La energía renovable es una fuente de electricidad importante en todos los países nórdicos y bálticos, principalmente a partir de recursos eólicos e hidráulicos. En 2019, la producción de energía hidroeléctrica en estos países representó el 50% de la generación total de energía. Si bien la energía hidroeléctrica es la fuente de energía dominante, interactúa en gran medida con las otras fuentes de producción de energía en el mercado (Ver figura 8.14).

Figura 8.14. Características generación de algunos países nórdicos y bálticos [21]



En siguiente cuadro se presenta el panorama presente y futuro de energías renovables para algunos de los países pertenecientes al NordPool Spot, donde es posible observar la alta penetración de estas en el mercado nórdico.

<p>Dinamarca:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cobertura del 100% de la electricidad y del 55% del consumo total mediante energía renovable para el 2030 • El 90% de la calefacción urbana provendrá de fuentes no fósiles para el 2030 • Finalizar la venta de automóviles de gasolina y diésel para el 2030 • Cero emisiones netas de carbono para el 2050 	<p>Suecia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La mayoría del suministro de electricidad de Suecia proviene de energía hidroeléctrica, nuclear y eólica. • Sus emisiones de gases de efecto invernadero provienen del sector transporte • Economía neta de carbono cero para el 2045 	<p>Luxemburgo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 49% del parque automotor de pasajeros será eléctrico para el 2030 • Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 50-55% para 2030 (versus 2005) • Neutralidad de carbono en el 2050 • Fomentar la generación renovable mediante subvenciones, subastas e impuesto al carbono
<p>Alemania:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminación acelerada de energía nuclear para el 2022 • Inversión en 5 GW de generación mediante hidrógeno para el 2030 • Cobertura del 50% del consumo del país mediante energía renovable para 2038 • Inversión en 20 GW de capacidad eólica marina para el 2030 y 40 GW para el 2040 	<p>Países bajos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inversión en 11,5 GW de capacidad eólica marina para el 2030 • Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 49% para 2030 y en un 95% para 2050 (versus 1990) • 100% de la electricidad provenga de energías renovables para 2050 	<p>Bélgica:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de 2,23 GW de energía eólica marina en 2020 • Eliminación gradual de energía nuclear entre 2022 y 2025 • Inversión en 4,5 GW de energía eólica marina para el 2030 • Participación de 17,5% de energías renovables en el consumo final bruto de energía para el 2030 • Reducción significativa de la demanda de energía
<p>Francia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cerrar plantas de carbón para el 2022 • Reducir la participación de la energía nuclear del 70% al 50% en su matriz energética para el 2035 	<p>Polonia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducir la proporción de carbón y lignito en la generación al 60% para el 2030 	<p>Austria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • suministro eléctrico 100% renovable para el 2030 • Neutralidad de carbono en el año 2040

*Basado en datos de la Agencia Internacional de Energía (2021)



8.3. Servicios complementarios

A continuación, se describen los servicios complementarios de los mercados analizados.

8.3.1. California - CAISO

El modelo de mercado de CAISO, cuenta con mercado del día siguiente (MDA), mercado de desbalances (EIM) y del mercado de tiempo real (RTM), adicionalmente, cuenta con un mercado de servicios complementarios, el cual está conformado de la siguiente manera:

- **Regulación hacia arriba:** debe estar sincronizado y ser capaz de recibir señales AGC, y ser capaz de entregar energía en 10 minutos según la rampa reguladora del recurso.
- **Regulación hacia abajo:** debe estar sincronizado y ser capaz de recibir señales AGC, y ser capaz de entregar energía en un plazo de 10 minutos en función de la velocidad de rampa reguladora del recurso.
- **Reserva activa:** debe estar sincronizada, ser capaz de entregar la energía en 10 minutos.
- **Reserva pasiva:** debe poder entregar la energía en 10 minutos.
- **Congestion Revenue Rights (CRR):** Los derechos de ingresos por congestión (CRR) son instrumentos financieros que permiten a los titulares de derechos gestionar la variabilidad de los costos de congestión en función de los LMPs. Los CRR están disponibles a través de procesos de asignación y subasta. Debido a que las Ofertas Virtuales tienen la capacidad de impactar la Congestión en el Mercado DA, es posible que se produzca un ajuste de los ingresos de CRR para los sus portadores. Este ajuste se denomina Regla de liquidación CRR.

8.3.2. New England - NE-ISO

El modelo de mercado de New England, cuenta con mecanismos de mercado diario y mercado en tiempo real. Adicionalmente, los participantes en el mercado eléctrico, pueden prestar servicios necesarios para asegurar la fiabilidad del sistema de potencia a corto plazo en el mercado de servicios complementarios, el cual se conforma de la siguiente manera:

- **Mercado de Regulación:** Compensa los recursos despachados por la ISO para equilibrar la frecuencia con respuesta primaria y secundaria de los generadores del sistema.
- **Mercado de reserva futura:** Compensa los recursos por mantener disponibilidad para proporcionar energía eléctrica en 10 o 30 minutos. Se realizan dos subastas competitivas para este mercado al año, una para el periodo de reserva de verano y otra para el periodo de reserva de invierno.
- **Precios de reserva en tiempo real:** Compensa los recursos por operar con disponibilidad para aumentar o reducir el suministro en tiempo real.
- **Soporte de tensión:** Compensa los recursos para mantener la capacidad de control de tensión.

- **Capacidad Blackstart:** Compensa centrales de generación específicas en ubicaciones críticas por su capacidad para reiniciar el sistema de transmisión en caso de una apagón.
- **Derechos de Transmisión Financiera (FTR):** Estos instrumentos financieros permiten a los participantes del mercado protegerse contra la posible volatilidad de los precios nodales marginales de manera que permite arbitrar las diferencias entre precios de un par de nodos del sistema..

8.3.3. Chile - CEN

El modelo de mercado Chileno, cuenta con un mercado spot y de contratos, por otra parte cuenta con los siguientes servicios complementarios:

- **Servicios de Balance**
 - Control primario, secundario, terciario y rápido de frecuencia.
 - Cargas interrumpibles.
 - Desconexiones de carga automática y manual.
- **Servicios de Control de Tensión**
- **Servicios de Recuperación de Servicio**
 - Partida autónoma.
 - Aislamiento rápido.
 - Equipos de vinculación.
- **Cargos por congestión (peajes):** Los cargos por congestión se utilizan para compensar a los generadores afectados negativamente debido a nuevos problemas relacionados con la transmisión.

8.3.4. Países Nórdicos - Nord Pool

El modelo de mercado de Nord Pool, tiene los mercados Elspot y Elbas (diario e intradiario respectivamente) así como balances en tiempo real. En cuanto a los servicios complementarios, por tratarse de una mercado zonal que abarca diferentes países, estos son manejados por un operador de transmisión (TSO) en cada país o zona de manera independiente. Por otra parte, Nord Pool cuenta con variedad de productos financieros, los cuales se presentan a continuación::

- **Contratos futuros:** se liquidan por el sistema diariamente, desde que la posición es tomada.
- **Contratos forwards:** se liquidan en el periodo de entrega.
- **Contratos por diferencias:** Se liquidan contra la diferencia entre el precio del sistema y el precio de un área. Busca reducir el riesgo de grandes diferencias en áreas específicas, considerando que los contratos de futuros y forwards se liquidan con el precio del sistema.
- **Contratos de opción tipo call:** A través del pago de una prima se obtiene el derecho de comprar energía a un precio pactado cuando el precio del mercado es mayor al precio pactado.
- **Contratos de opción tipo put:** A través del pago de una prima se obtiene el derecho de vender energía a un precio pactado cuando el precio de mercado es menor que el precio pactado.