

40 Jornadas Nacionales de Administración Financiera
Octubre 2020

Mercado de energía eléctrica mayorista en la Argentina: ¿Y si hubiese riesgo de precio?

Una propuesta de derivados exóticos

Gabriela Pesce
Florencia Pedroni
Emilio El Alabi
Paula Di Rocco

Universidad Nacional del Sur

SUMARIO

1. Introducción
2. Marco conceptual
3. El mercado energético argentino
4. Metodología
5. Análisis de resultados
6. Consideraciones finales

Para comentarios:

gabriela.pesce@uns.edu.ar
florencia.pedroni@uns.edu.ar
emilio.elalabi@uns.edu.ar
pauladirocco1@hotmail.com

Resumen

El proceso mundial de desregulación de los mercados de energía eléctrica ha fomentado –a través de la competencia– mejoras en la calidad del servicio, aunque también ha generado un efecto colateral negativo: el incremento de la volatilidad del precio de la electricidad. Este artículo tiene como objetivo analizar las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y diseñar estrategias de cobertura con derivados exóticos frente a un hipotético riesgo de precio para las empresas generadoras de energía.

Metodológicamente, se desarrolla una investigación exploratoria a partir del estudio de casos simulados con información de fuentes primarias y secundarias. Específicamente, se presenta un ejercicio de diseño de contratos de opciones *put* de tipo tradicional, asiática y barrera. Estas últimas son derivados exóticos para la cobertura de riesgo de precio.

Las contribuciones del trabajo se reconocen en tres ejes: descriptivo, conceptual y de mercado. El aporte descriptivo se materializa en el desarrollo de un compendio temporal de regulaciones que rigen en el mercado eléctrico mayorista en nuestro país para entender su funcionamiento. A nivel conceptual, la contribución radica en el desarrollo de casos ilustrativos de algunos contratos basados en opciones exóticas, asumiendo que el precio mayorista de la energía tiene un comportamiento estocástico con parámetros similares al del precio monómico. El aporte centrado en el mercado está en el uso de la ingeniería financiera para comprender el funcionamiento de instrumentos derivados exóticos aplicados a activos no financieros, lo que en el mediano plazo puede generar implicancias en el desarrollo del mercado a término y promover la creación de tales instrumentos, en caso que el mercado de electricidad mayorista prescindiera de precios máximos fijados por la autoridad competente.

1. Introducción

La electricidad es uno de los *commodities* que, como consecuencia de sus atributos físicos, en especial la imposibilidad de almacenamiento, presenta particularidades en su mercado. Asimismo, la demanda y la oferta están sujetas a incertidumbres de diversos tipos que afectan el volumen que requiere el sistema, tales como las cuestiones climáticas, la disponibilidad de generación y potenciales interrupciones, entre otras.

Internacionalmente, los mercados eléctricos del mundo transitaron una fase de regulación, luego de la cual siguió un proceso de desregulación producto de que la mayoría de gobiernos observaron que la competencia entre empresas generadoras de energía estimula las inversiones y por lo tanto promueve mejoras en la calidad del servicio, una de las formas que se ha encontrado para afrontar crisis energéticas, motivadas por la incertidumbre e inestabilidad de la oferta y la demanda junto con los mencionados atributos particulares de la electricidad (Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010).

El fenómeno de la desregulación, a pesar de las ventajas que trae aparejadas producto de mejoras en la competitividad del sector, produce un efecto negativo colateral: el incremento

de la volatilidad en su precio de mercado. Al respecto surge la necesidad de evaluar estrategias para reducir la exposición a este tipo de riesgo, para lo cual los contratos tradicionales suelen presentar algunas dificultades por la naturaleza del activo subyacente (la electricidad). En este contexto, los derivados exóticos aparecen en la literatura académica como una alternativa viable para el diseño de coberturas.

Sin embargo, una situación particular se suscita en la Argentina: el precio al que las empresas generadoras de energía eléctrica venden se encuentra sujeto a regulaciones que intervienen en el mercado mayorista.¹ Un esquema regulatorio de tipo tarifa máxima, o *pricecap*, como el que rige no genera los incentivos necesarios para asegurar una óptima calidad del servicio. Por el contrario, las empresas reguladas intentan bajar la calidad del mismo, si ésta tuviera una relación directa con el costo del suministro (González, 2016). En este contexto, cabe preguntarse: ¿será que en nuestro país en algún momento se desregulará nuevamente el mercado energético al igual que ha sucedido en otros países del mundo? ¿Cómo podría cubrirse el potencial riesgo de precio de la energía eléctrica?

En este orden de ideas, el presente trabajo desarrolla una investigación exploratoria mediante el planteo de una situación hipotética de eventuales riesgos de mercado en el escenario de volatilidad de precio de la electricidad y el ejercicio del diseño opciones financieras a través de alternativas exóticas que permitan su cobertura. Específicamente, el artículo tiene como objetivo analizar las particularidades del mercado de energía eléctrico mayorista argentino y diseñar estrategias de cobertura con derivados exóticos frente a un hipotético riesgo de precio.

El artículo presenta en la siguiente sección el marco conceptual del mercado energético y derivados sobre la energía eléctrica a nivel internacional. En la sección 3 se describe la situación de la energía en la Argentina, en particular en lo que respecta al mercado mayorista. Luego se presenta la metodología para abordar el objetivo propuesto. En el apartado 5.1 se proyecta la evolución del precio del activo subyacente y diferentes escenarios de senderos de precios para ilustrar los resultados del diseño de tres potenciales contratos para la cobertura del riesgo de precio de la energía para las empresas generadoras, que se desarrolla en la sección 5.2. Finalmente, el trabajo concluye con algunas consideraciones en relación a la investigación efectuada.

2. Marco conceptual

2.1 El proceso de desregulación del mercado de energía

Como consecuencia de sus atributos físicos, en especial, la imposibilidad de almacenamiento, la electricidad es uno de los *commodities* con mayor volatilidad en su precio de mer-

¹ Existe un conjunto de contratos negociados en el mercado eléctrico mayorista cuyas remuneraciones a generadores son en dólares y no están sujetas a máximos tarifarios. Se trata de las resoluciones referidas a energías renovables, también denominadas “energías nuevas”, aunque actualmente representan menos del 5 % de la generación total en la Argentina. En tales casos existiría volatilidad real (y no hipotética) en el precio.

cado (Zhang *et al.*, 2012), incluso más del doble o triple que los índices bursátiles.² Para ejemplificar la mencionada volatilidad, puede citarse lo ocurrido en los Estados Unidos (EEUU) y en el extranjero cuando los precios de la electricidad –que normalmente oscilan entre 30 y 60 US\$/MWh– aumentaron por períodos cortos a 7.000 y 10.000 US\$/MWh, y en algunos casos persistieron durante varios días a 1.000 US\$/MWh (Oum y Oren, 2010). En California, durante la crisis energética de 2000/2001, los precios persistentes de la electricidad en torno a los 500 US\$/MWh tuvieron efectos devastadores en la economía porque las principales empresas de servicios públicos, que se vieron obligadas a vender energía a sus clientes a precios fijos bajos establecidos por el regulador, no estaban adecuadamente cubiertas mediante contratos de suministro a largo plazo. Estas malas experiencias llevaron a los reguladores y participantes del mercado a reconocer la importancia y la necesidad de desarrollar mercados eléctricos competitivos donde gestionar los diferentes riesgos (Oum & Oren, 2010).

De este modo, la desregulación del mercado eléctrico es una de las mejores formas que han encontrado los gobiernos para afrontar estas crisis energéticas, motivadas por la incertidumbre e inestabilidad de la oferta y la demanda, junto con la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad (Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010). En el entorno regulado tradicional, las empresas de servicios públicos proporcionaban electricidad a los clientes a tarifas fijas en una región específica en la que la compañía por lo general tenía la condición de monopolista. La única incertidumbre era la demanda real de electricidad y la posibilidad de fallas técnicas, es decir, sólo se reconocía un riesgo operativo si el suministro de electricidad caía por debajo de la demanda. Sin embargo, en el contexto de los mercados liberalizados, el riesgo no solo se refiere a problemas físicos que eventualmente conducen a una escasez de electricidad, sino también a las fluctuaciones de precios y, por lo tanto, al riesgo financiero (Hlouskova *et al.*, 2005).

En ese sentido, en la década del '90 la desregulación de los mercados eléctricos se difundió casi por todo el mundo, luego de las experiencias pioneras de Chile, el Reino Unido y los EEUU (Candido, 2016; Ocakoglu & Tolga, 2018). Esta desregulación implicó principalmente un proceso de reestructuración a partir de la desagregación vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y venta al por menor de la electricidad (Wilson, 2002 en Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010). Este proceso produjo diversos efectos en la economía en general y a nivel empresa.

En el ámbito macroeconómico, las políticas de liberalización han fomentado la penetración de inversores privados y han conducido a mejoras en la eficiencia y calidad de la generación de energía, a una reducción de los precios de la electricidad, a una mejora de la transparencia del mercado, y también han permitido el surgimiento de una negociación financiera líquida de electricidad (Lucia & Schwartz, 2002; Mork, 2001; Von der Fehr & Harbord, 1997 en Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010). Este es el caso del mercado nórdico que es uno de los ejemplos más destacados junto a las experiencias del Reino Unido, Suiza, Australia, entre otros (Fleten *et al.*, 2002; Näsäkkälä & Keppo, 2005 en Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010).

A nivel microeconómico, con la liberalización de los mercados eléctricos y la introducción de intercambios, el objetivo de las empresas productoras de electricidad ha cambiado sustan-

² Las volatilidades típicas de otras variables rondan: tipos de cambio dólar / yen (10% -20%), tasas LIBOR (10% -20%), el índice S&P 500 (20% -30%), el NASDAQ (30% -50%), precios del gas (50% -100%) y electricidad al contado (100% -500% y más) (ver Eydeland y Wolyniec, 2003 en Oum y Oren, 2010).

cialmente. En consecuencia, el llamado problema de compromiso unitario de los generadores de electricidad ha pasado de satisfacer una demanda incierta al menor costo a maximizar las ganancias a precios inciertos (Hlouskova *et al.*, 2005). En especial, se destacan dos cambios producidos por la desregulación. Por un lado, existe un precio de mercado volátil en lugar de una tasa fija a la que se suministra la electricidad. Cada vez más, a medida que se liberalizan los mercados de insumos como el carbón y el gas, los costos de los insumos también se vuelven volátiles. Por otra parte, con la introducción de mercados al contado de electricidad las empresas de servicios públicos tienen la opción de desconectar sus propios activos de producción y comprar la electricidad necesaria en el mercado al contado. Por lo tanto, la cantidad de electricidad producida no está determinada solo por la demanda exógena, sino que la empresa puede decidir la cantidad de electricidad que producirá y la cantidad que comprará en el mercado (Hlouskova *et al.*, 2005).

En función de lo mencionado precedentemente se observa que la liberalización de los mercados de energía –al introducir el factor competitividad– ha generado diferentes riesgos para sus participantes (Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2010). Si bien en otros mercados de *commodities* existen muchas herramientas y métodos de administración de riesgos (Black & Scholes, 1973; Merton, 1973) no son fácilmente transferibles al mercado de la electricidad debido a sus características particulares (Deng *et al.*, 2001; Oum & Oren, 2010).

Específicamente, en los mercados eléctricos surgen dos riesgos principales e interrelacionados: riesgo de precio y riesgo de cantidad (o volumétrico). Respecto al primero, los precios spot de la energía eléctrica son altamente volátiles en escenarios de capacidad de generación óptima debido a factores como la falta de almacenamiento de electricidad; una demanda relativamente inelástica pero con variabilidad entre períodos producto de variables exógenas, como el clima; la disponibilidad de generación y potenciales interrupciones; la incertidumbre climática para los productores de energía renovable (por ejemplo, viento para parques eólicos y agua para plantas hidroeléctricas); importantes diferencias en los costos de producción (fijos y variables) debido a las diferentes tecnologías de generación; grandes inversiones y tiempo necesario para la expansión de la capacidad instalada, etc. (Bruno *et al.*, 2003; Viswanath, 2015).

Además de la volatilidad de los precios mayoristas, las generadoras también están expuestas a la incertidumbre de la cantidad demandada, también denominada riesgo volumétrico. La incertidumbre o la imprevisibilidad de la demanda es una preocupación tradicional para cualquier producto, pero mantener un inventario es una buena solución para mitigar ese riesgo. Desafortunadamente, y a diferencia de otros mercados de materias primas, la electricidad una vez producida no puede ser almacenada en grandes cantidades, sino que debe generarse al mismo tiempo que se consume. Por ello, las empresas minoristas no pueden utilizar el método tradicional de comprar una cantidad excesiva de un producto cuando los precios son bajos y hay existencias. Asimismo, las generadoras –que normalmente están reguladas– operan bajo la obligación de continuidad y no pueden restringir el servicio a sus clientes ni traspasarles los aumentos en los precios mayoristas a sus clientes (cobrándoles más cuando no pueden adquirir electricidad a precios favorables).

La exposición de las generadoras al riesgo de precio y al riesgo de cantidad se ve amplificada por el hecho de que ambos dependen en gran medida de las condiciones meteorológicas y, por tanto, están estrechamente relacionados (Oum & Oren, 2010). Además, los recursos energéticos renovables (por ejemplo, energía eólica y solar) que han sido ampliamente utili-

zados en los últimos años tienen características de aleatoriedad, volatilidad e intermitencia relativamente fuertes. Por lo tanto, la penetración de energía renovable a gran escala en los sistemas aumentará inevitablemente los riesgos que enfrentan los participantes del mercado de la electricidad (Zhang *et al.*, 2012)

2.2 Mercados de derivados energéticos

El concepto de derivados energéticos hace referencia a un conjunto de contratos sobre subyacentes que pueden ser utilizados como energía, tales como el petróleo, el gas y la electricidad. En particular, los precios spot de la electricidad en los mercados de energía emergentes son volátiles, como consecuencia de los atributos físicos únicos de la producción y distribución de electricidad, según se explicó anteriormente. La exposición incontrolada a los riesgos de los precios del mercado puede tener consecuencias devastadoras para los participantes del mercado en la reestructurada industria de la electricidad.

De acuerdo a Deng & Oren (2006), las lecciones aprendidas de los mercados financieros sugieren que los derivados financieros, cuando se comprenden bien y se utilizan adecuadamente, son beneficiosos para compartir y controlar los riesgos no deseados a través de estrategias de cobertura adecuadamente estructuradas. Estos autores revisan diferentes tipos de instrumentos financieros de electricidad y la metodología general para la utilización y fijación de precios de dichos instrumentos. En particular, destacan el papel de estos derivados de la electricidad para mitigar los riesgos del mercado y estructurar estrategias de cobertura para generadores, entidades de servicio de carga y comercializadores de energía en diversas aplicaciones de gestión de riesgos.

1) Instrumentos derivados en el mercado

La mayoría de los contratos sobre energía eléctrica son negociados en el mercado *over-the-counter* (OTC). En el contexto latinoamericano, la negociación de instrumentos con subyacentes energéticos es acotada, siendo Colombia uno de los casos más notorios, con el reciente mercado de derivados sobre productos energéticos iniciado en octubre de 2010 (DERIVEX SA) donde se negocian futuros de electricidad (Díaz Contreras *et al.*, 2019; Roldán-Noguera y Gómez-Bahamón, 2020). Considerando el desarrollo de contratos con subyacentes energéticos, la Argentina se ubica en el polo opuesto ya que solo se negocian derivados vinculados al precio del petróleo crudo (Matba Rofex, 2020).

Con el objetivo de crear un mercado más transparente surge, en el año 2000, el Intercontinental Exchange (ICE) el cual, originalmente, se concentró en contratos sobre energía como el petróleo crudo, el gas natural, las emisiones y electricidad. Actualmente, también se negocian algunos *commodities* agropecuarios (azúcar, algodón y café), bolsas de divisas y futuros sobre índices, aunque su mayor crecimiento se ha dado a partir de la adquisición de otras bolsas (Intercontinental Exchange [ICE], 2020).

Específicamente, los contratos sobre energía eléctrica negociados en el ICE operan sobre los precios de la energía de países europeos, y de distintos estados y regiones de los EEUU. La clave de estos contratos es que el precio del activo subyacente está dado como un promedio del precio de la energía durante un periodo de tiempo determinado. A continuación, se describen algunos de estos derivados y las regiones que adoptan cada uno de ellos, a partir de

los contratos más relevantes. Es importante aclarar que, si bien hay una similitud entre todos los contratos, cada país o región tiene su particularidad (ICE, 2020).

En primer lugar, se detallan los contratos de países europeos. En Suiza se negocian instrumentos con vencimiento mensual y el precio del subyacente está dado como un promedio del precio de la energía durante las 24 horas del día. En los países nórdicos, Bélgica, España, Francia, Italia y Austria, se negocian derivados con vencimiento mensual pero el precio del subyacente representa el promedio del precio de la energía tanto durante las 24 horas del día como en las horas pico. En el caso de Bélgica existe además un contrato de futuro con entrega física dentro del sistema eléctrico con vencimiento mensual. En Holanda, están disponibles los mismos instrumentos que en el sistema energético belga con un contrato adicional con vencimiento semanal. En el Reino Unido, solo existen contratos con entrega física y vencimiento mensual (ICE, 2020).

En Alemania, se negocian cuatro contratos. Dos de ellos tienen vencimiento mensual y el precio del activo subyacente se calcula como el promedio del precio de la energía durante las 24 horas del día. Por su parte, los dos contratos restantes son con vencimiento diario donde el precio del subyacente es el promedio del precio de la energía durante las horas pico de consumo. Francia, Alemania, Italia tienen además opciones sobre los futuros previamente mencionados que pueden clasificarse como opciones asiáticas puras. Existen cuatro tipos de opciones, todas ellas europeas, que se diferencian por su fecha de vencimiento según este sea al final del primer, segundo, tercer o cuarto trimestre (ICE, 2020).

En el caso de los EEUU, la oferta de contratos es mayor. Se describen algunos de ellos sin detallar la zona a la que hace referencia. Existen futuros “en tiempo real” en los que la cancelación es al final del día con dos variantes: el precio del subyacente es el promedio diario del precio de la energía durante la hora pico o, en la segunda variante, el precio del subyacente es el promedio diario del precio de la energía durante la hora no-pico. Otro futuro es de cancelación mensual donde el precio del subyacente es un promedio diario del precio de la energía, y el valor del subyacente de cada día se calcula con alguna de las variantes mencionadas anteriormente (el valor diario es el promedio del día durante las horas pico o durante las horas no-pico). Asimismo, existen opciones sobre varios de estos contratos futuros como subyacentes (ICE, 2020).

El horario en el que se negocian los derivados detallados con anterioridad depende de la región. Los derivados referidos al precio de la energía en países de Europa, en general, se negocian durante el horario de jornada laboral europea. En cambio, varios de los derivados relacionados con el precio de la energía en los EEUU son negociados durante las 24 horas (excepto una hora al día que el ICE utiliza como mantenimiento). A modo de ejemplo, la figura 1 muestra la descripción y especificaciones de un contrato de futuros austríaco sobre energía que es negociado en el ICE (ICE, 2020).

2) *Valuación de derivados energéticos*

La principal dificultad en la valuación de opciones sobre energía reside en el hecho de que el subyacente no es almacenable. Esto produce que el concepto de rendimiento de conveniencia esté mal especificado en este contexto (Bellalah, 2006). La tabla 1 sintetiza los principales instrumentos exóticos utilizados por estudios empíricos previos que han intentado determinar el precio de derivados sobre energía eléctrica. Asimismo, en los siguientes párrafos se descri-

Figura 1. Ejemplo de un contrato de futuros sobre energía negociado en el ICE

ICE ENDEX													
Austrian Power Financial Base Futures													
Download													
<p>Description</p> <p>A financially settled base load monthly futures contract based upon the hourly prices of each hour between 00:00 am and 24:00 of the Austrian Day-Ahead auction for the market area comprising the balancing zone operated by Austrian Power Grid AG (APG)</p>	<p>Related Products</p> <p>AUSTRIAN POWER FINANCIAL PEAK FUTURES</p>												
<p>Market Specifications</p> <p>Trading Screen Product Name Austrian Power Financial Base Futures</p> <p>Trading Screen Hub Name Austrian Grid</p> <p>Commodity Code AOT</p>	<p>Trading Hours</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>CITY</th> <th>TRADING</th> <th>PRE-OPEN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NEW YORK</td> <td>2:00 AM - 12:00 PM 02:00 - 12:00</td> <td>1:45 AM 01:45</td> </tr> <tr> <td>LONDON</td> <td>7:00 AM - 5:00 PM 07:00 - 17:00</td> <td>6:45 AM 06:45</td> </tr> <tr> <td>SINGAPORE</td> <td>2:00 PM - 12:00 AM 14:00 - 00:00</td> <td>1:45 PM 13:45</td> </tr> </tbody> </table>	CITY	TRADING	PRE-OPEN	NEW YORK	2:00 AM - 12:00 PM 02:00 - 12:00	1:45 AM 01:45	LONDON	7:00 AM - 5:00 PM 07:00 - 17:00	6:45 AM 06:45	SINGAPORE	2:00 PM - 12:00 AM 14:00 - 00:00	1:45 PM 13:45
CITY	TRADING	PRE-OPEN											
NEW YORK	2:00 AM - 12:00 PM 02:00 - 12:00	1:45 AM 01:45											
LONDON	7:00 AM - 5:00 PM 07:00 - 17:00	6:45 AM 06:45											
SINGAPORE	2:00 PM - 12:00 AM 14:00 - 00:00	1:45 PM 13:45											

Fuente: ICE (2020)

Tabla 1. Opciones exóticas sobre energía eléctrica: resumen de antecedentes

Tipo opción exótica		Autor/es (año)	Mercado
Dependientes de la trayectoria del subyacente (S)	Asiáticas	Barreto de Oliveira <i>et al.</i> (2019) Vehviläinen (2002)	Brasil Escandinavia
	Lookback	Barreto de Oliveira <i>et al.</i> (2019)	Brasil
	Barrera	Díaz Contreras <i>et al.</i> (2014) Kamat y Oren (2002) Zhang <i>et al.</i> (2005)	Colombia Simulado Nueva Inglaterra
Compuestas		Bruno <i>et al.</i> (2003) Oum & Oren (2010) Vizcaino-Sánchez <i>et al.</i> (2011)	Italia Simulado Colombia
Otras	Swing	Kovacevic & Pflug (2012) Vayanos <i>et al.</i> (2012) Vehviläinen (2002)	Simulado Simulado Escandinavia
	Spread	Gharaveisi <i>et al.</i> (2007)	IEEE 30-Bus System
	Locational spread	Deng <i>et al.</i> (2001)	EEUU (NYMEX)
	Spark spread	Deng <i>et al.</i> (2001)	EEUU (NYMEX)

ben sintéticamente los estudios de valuación realizados en mercados eléctricos latinoamericanos.

En su reciente estudio, Barreto de Oliveira *et al.* (2019) valoran precio de electricidad en Brasil. Para ello analizan la serie de tiempos para determinar cambios de tendencia. Con ecuaciones diferenciales modelan el comportamiento del precio (subyacente medido como R\$/MWh) y luego valúa con 5 tipos de opciones (europeas, americanas, asiáticas, *lookback* con precio de ejercicio fijo y *lookback* con precio flotante), de las cuales las asiáticas son las menos “costosas”.

También en el contexto latinoamericano, Díaz Contreras *et al.* (2014) analizan estrategias de cobertura con productos derivados para el mercado energético de Colombia, país es el cual se negocian actualmente futuros de electricidad en el mercado de capitales local. Para ello, diseñan una opción exótica tipo barrera que muestra cómo se pueden usar este tipo de productos financieros en la cobertura de riesgos de los agentes del mercado. Metodológicamente analizan la serie de tiempo del precio de la electricidad para modelar su volatilidad con modelos tipo ARCH-GARCH. Luego trabajan con una opción barrera de tipo call *up-in* (CUI) con el precio energía como subyacente y utilizan el modelo de valoración de Black-Scholes (Black & Scholes, 1973), a partir de la determinación de ocho parámetros (d_1, d_2, \dots, d_8).

Vizcaíno-Sánchez *et al.* (2011) también abordan el contexto energético colombiano y proponen establecer un mercado de derivados que pueda encauzar las señales de precios de electricidad spot y futuros, y terminar con la falta de liquidez y anonimato presentes en el actual sistema de contratos bilaterales en Colombia. Para ello diseñan opciones de energía adecuadas con precios de ejercicio óptimos desde la perspectiva de un creador de mercado. Estas opciones luego se utilizan para proteger a los agentes contra fluctuaciones de precios y cantidades maximizando un problema de utilidad esperada de manera estática. Una colección infinita de derivados (opción exótica) surge como la solución de la cobertura tanto de precio como de cantidad. Esta opción exótica se aproxima con una cartera compuesta por bonos, contratos de futuros y forwards y un número fijo de opciones de compra y venta, empleando una estrategia de replicación plausible.

El trabajo más reciente en Colombia corresponde a Roldán-Noguera y Gómez-Bahamón (2020) quienes estudian cómo podría mitigarse el riesgo de volatilidad en los precios de la energía a través del uso de instrumentos derivados. Para ello identifican las herramientas para la compra de energía que ofrece actualmente el mercado de energía mayorista en Colombia y las que podría ofrecer en el futuro inmediato, a través de un mercado de derivados energéticos.

3. El mercado energético argentino

3.1 Evolución y situación actual

La evolución histórica del mercado eléctrico en la Argentina puede verse en tres etapas (Fisanotti, 2011):

- I. Mercado regulado (1900-1989)
- II. Mercado desregulado (1989-2002)
- III. Mercado con intervención estatal (2002- actualidad)

La primera etapa comprende desde el origen del mercado hasta la década de los '90. Específicamente la organización y regulación del sector eléctrico argentino se inicia con la sanción de la Ley N° 15.336 (Ley Federal de la Energía, 1960), que conceptualizó a la energía como *cosa* susceptible a ser afectada por transacciones económicas.

Por su parte, el proceso de desregulación descrito en la sección 2.1, en el caso de la Argentina se materializó con la promulgación de la Ley N° 24.065 (1992) conocida como marco regulatorio del sector eléctrico, que constituye el punto de inflexión de la política del sector. Desde ese momento, el Estado abandona su rol de administrador y planificador para ocupar la función de diseñador y regulador de la actividad. A partir de la ley 24.065 (1992), la Resolución N° 38/91 de la Subsecretaría de Energía y otras resoluciones complementarias, se estableció un nuevo mercado –el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)– para comercializar la electricidad entre generadores, distribuidores y grandes consumidores de energía. El MEM es administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), una organización sin fines de lucro cuyas funciones son las de administrador y encargado del despacho. También se crearon organismos reguladores nacionales y provinciales para los sectores eléctricos (González, 2016).

Por sus características intrínsecas y naturales, el sector de la generación se concibió como un mercado en competencia, mientras que el transporte y la distribución –monopolios naturales– se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados. El MEM tiene ciertas similitudes con los mercados eléctricos del Reino Unido y Chile, e intenta reflejar las tres características principales asociadas con la generación y suministro de electricidad en un sistema integrado: imposibilidad de rastrear la electricidad desde un generador individual hasta un usuario particular; imposibilidad de almacenarla en escala industrial lo que requiere una constante armonización entre oferta y demanda; y el hecho de que la eficiencia se logra al trabajar sobre una base integrada, analizando de costos de todo el sistema.

Como se observa en la figura 2, la reforma introducida por la ley 24.065 tuvo las siguientes características: introducción o simulación de la competencia en todo nivel donde resulte factible; el reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones; y la segmentación vertical y horizontal del sector (González, 2016).

Figura 2. Desregulación y segmentación del mercado eléctrico en la Argentina



Fuente: González (2016)

Por sus características intrínsecas y naturales, el sector de la generación se concibió como un mercado en competencia, mientras que el transporte y la distribución –monopolios naturales– se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados. El MEM tiene ciertas similitudes con los mercados eléctricos del Reino Unido y Chile, e intenta reflejar las tres características principales asociadas con la generación y suministro de electricidad en un sistema integrado: imposibilidad de rastrear la electricidad desde un generador individual hasta un usuario particular; imposibilidad de almacenarla en escala industrial lo que requiere una constante armonización entre oferta y demanda; y el hecho de que la eficiencia se logra al trabajar sobre una base integrada, analizando de costos de todo el sistema. Como se observa en la figura 2, la reforma introducida por la ley 24.065 tuvo las siguientes características: introducción o simulación de la competencia en todo nivel donde resulte factible; el reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones; y la segmentación vertical y horizontal del sector (González, 2016).

Finalmente, la tercera etapa en la evolución del mercado eléctrico argentino comenzó en la década del 2000. La crisis económica y la salida del sistema cambiario vigente desde el comienzo del mercado desregulado perturbaron las condiciones de demanda y, por sobre todo, los niveles de costos de todos los actores, fundamentalmente por un proceso forzado de pesificación de las tarifas. En respuesta a este contexto, numerosas modificaciones en el marco regulatorio del sistema alteraron sustancialmente las condiciones en que oferta y demanda de electricidad realizaban sus transacciones. En especial, por resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación se fijó un tope al precio spot y se excluyó de la formación de dicho precio a los generadores hidráulicos, y a los térmicos que utilizaran combustibles alternativos al gas natural (Fisanotti, 2011).

Los mencionados cambios regulatorios afectaron significativamente el margen de rentabilidad de los generadores, generando inconvenientes para cubrir los costos operativos en ciertos intervalos de tiempo, de acuerdo a las condiciones de generación. En estos casos, los costos no cubiertos por los generadores pasaron a formar parte de una cuenta denominada Sobrecosto Transitorio de Despacho que es administrada por CAMMESA y saldada mediante subsidios y “sociabilización” del importe repartiéndolo entre la demanda. El impacto de este cambio en la regulación fue evidente: las inversiones privadas en generación se redujeron. La potencia instalada en el país que registraba crecimientos constantes del orden del 5% anual comenzó a presentar menores tasas de evolución a partir de 2002; conllevando a niveles insuficientes para la cobertura de la demanda. Asimismo, la pérdida de atractivo del mercado para los generadores implicó concentración de los generadores y menor competencia (Fisanotti, 2011).

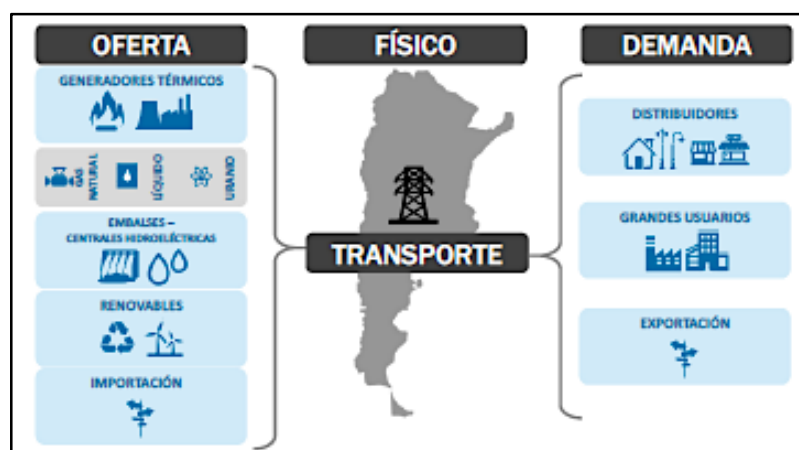
3.2 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

1) Agentes y funcionamiento

El MEM está conformado por agentes de las tres actividades –generación, transporte y distribución– y por los demandantes: grandes usuarios y usuarios finales. Además de los participantes del MEM y su administrador (CAMMESA), existen dos organismos reguladores: la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). La *generación* proviene de tres actores: los generadores (dedicados exclusivamente a la producción de energía eléctrica al MEM); los cogeneradores (son productores de otros bienes y venden energía

eléctrica como subproducto de su producción, por ejemplo, vapor) y los autogeneradores (empresas con plantas de generación propias usadas principalmente para su autoabastecimiento y que comercializan los saldos en el MEM). La generación puede ser de energía renovable o no renovable. Las primeras se dividen en convencionales, que son los procesos de producción hidráulicos, y no convencionales que incluyen todas las nuevas formas de producir como la eólica, solar, biomasa y marea-motriz. Por su parte, las energías no renovables comprenden fuentes como petróleo, gas, nuclear y carbón (CMMESA, 2020; Maríncola *et al.*, 2019).

Figura 3. Actores del MEM



Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM) (2019)

Cuando las centrales de generación inyectan la energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), ésta ingresa al sistema de *transporte* para luego ser distribuida hacia donde se encuentra la demanda. En la Argentina, el servicio de transporte se realiza en diferentes tensiones en función de la distancia y potencia necesarias: transporte en alta tensión compuesto por las instalaciones de 500 y 220 kilovolts (kv) (concesionado en forma monopólica a TRANSENER SA); y las redes de transporte por distribución troncal, formada por los sistemas menores a 220 kv en los ámbitos regionales. Los actores del segmento de transporte no están habilitados a comprar ni vender la energía eléctrica que transportan (CMMESA, 2020; Maríncola *et al.*, 2019).

El segmento de *distribución* se distingue del transporte porque los distribuidores comercializan la energía eléctrica comprándola en el MEM y vendiéndola a los usuarios finales. Los distribuidores son empresas que suministran electricidad y operan la red de distribución de una zona geográfica concreta en virtud de un contrato de concesión. Dicho contrato establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores, el alcance de la obligación para satisfacer la demanda, y multas en caso de falta de suministro. Actualmente, tres compañías de distribución (Edenor, Edesur y Edelap) representan más del 40% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas distribuidoras (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, Energía de Misiones, etc.) pertenecen a gobierno provinciales y cooperativas (CMMESA, 2020; Maríncola *et al.*, 2019).

Los *consumidores* se dividen en grandes usuarios (agentes del MEM) y usuarios finales. Estos últimos son aquellos consumidores que, cumpliendo con ciertos parámetros definidos por la Secretaría de Energía (principalmente un nivel mínimo de potencia requerida), han optado por contratar su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores, pagando un “peaje” a los distribuidores por la utilización de las redes eléctricas. Por su parte, los grandes usuarios de energía del MEM se clasifican en tres categorías: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA). Cada una de ellos tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía y duración mínima de los contratos ³ (CAMMESA, 2020; Maríncola *et al.*, 2019).

2) Comercialización de energía: tipos de mercado, orden de despacho, precio monómico y modalidad de remuneración a generadores

La compra de energía en el MEM y la venta a los distribuidores es gestionada por CAMMESA, que se encarga del despacho técnico y la administración del SADI. La comercialización de energía dentro del MEM se efectúa a través de dos mercados que se describen a continuación. Los diferentes actores del MEM, la interacción entre ellos y los precios negociados se resumen en la tabla 2 y esquematizan en la figura 4.

- a) Mercado a término (MAT)⁴: donde los agentes productores (generadores) y demandantes (distribuidores o grandes usuarios) celebran contratos de abastecimiento por cantidades, precios y condiciones (punto de entrega, garantías, penalidades por incumplimiento, etc.) libremente acordadas por las partes, imponiendo la regulación del

³ Grandes Usuarios Mayores (GUMA): deben tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh anuales. Están obligados a comprar por lo menos el 50% de su demanda a través de contratos de suministro en el Mercado a Término (MAT) con generadores o comercializadores de generación. El resto de la energía puede adquirirse en el Mercado Spot, al precio que se verifique en forma horaria. La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes pero debe disponerse siempre de tres meses bajo contrato.

Grandes Usuarios Menores (GUME): deben tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW (medición triple tarifa). Están obligados a comprar la totalidad de su demanda eléctrica a través de contratos de suministro con un generador o comercializador reconocido por el MEM. La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales. Grandes Usuarios Particulares (GUPA): deben tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 KW (medición simple tarifa). Están obligados a comprar la totalidad de su demanda eléctrica a través de contratos de suministro con un generador o comercializador reconocido por el MEM. La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales (CAMMESA, 2020).

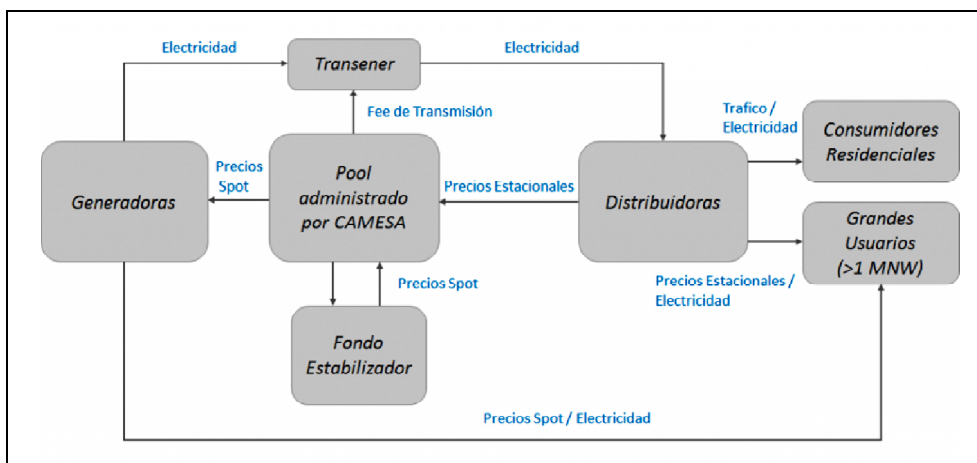
⁴ La Resolución N° 95/13 de la Secretaría de Energía (SE) estableció la suspensión de contratos en el MAT (excluidos los que se deriven de un régimen de remuneración diferencial), así como su prórroga o renovación. De haber contratos vigentes de la Resolución SE N° 95/13, continuarán administrándose por CAMMESA hasta su finalización, y luego los Grandes Usuarios (GU) deberán adquirir su suministro directamente de CAMMESA conforme a las condiciones que al efecto establezca la SE.

Tabla 2. Resumen de precios y actores de los diferentes mercados del MEM

Mercado	Precio	Actores	
		oferentes	demandantes
MAT	Contrato	Generadores	-grandes usuarios -distribuidores
SPOT	Spot horario mensual según costo marginal	Generadores	-GUMA -autogeneradores -generadores (para cubrir los faltantes de los contratos del MAT)
	PEST trimestral	Generadores	-distribuidores

Basado en González (2016) y MINEM (2019)

Figura 4. Interacción entre agentes del MEM y diferentes precios negociados



Fuente: Pampa Energía (2020)

MEM exclusivamente condiciones mínimas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración. Los precios se pactan libremente entre las partes. Si un generador establece un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato, es decir que el despacho de esta máquina estará regido por el costo marginal. De este modo, los diferenciamientos entre la producción del generador y los volúmenes de suministro, se comercializan en el mercado spot (CAMESA, 2020; González, 2016; MINEM, 2019).

- b) Mercado spot: dentro de este mercado existe un sistema de precios diferenciado de acuerdo a la figura del demandante. Los diferentes agentes del MEM, excepto los distribuidores, compran la energía a los *precios* (SPOT) que se establecen por hora en función del costo marginal de producción de corto plazo en el Centro de Carga del Sistema (CCS) de acuerdo a variación de la demanda y a la disponibilidad de equipos en cada momento. A este mercado pueden concurrir todos los agentes reconocidos en el MEM, excepto los GUMA y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado

a término o estacional. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir, entran en servicio primero las oferentes más económicas hasta cubrir la potencia y la reserva, y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de los combustibles y otro para la potencia que representa los costos fijos (CAMMESA, 2020; González, 2016; MINEM, 2019).

Por otro lado, los distribuidores compran la energía en el mercado spot, no al precio horario, sino a un precio estabilizado estacionalmente. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot, es decir, es lo que se espera que la energía costará durante esos seis meses. A medida que el precio spot se va determinando hora por hora, las diferencias con el precio estacional se cargan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA posee para este fin. El objetivo de la existencia de este sistema de estabilización (pesificado) es evitar que las fluctuaciones del precio spot se trasladen íntegramente y de inmediato a las tarifas. El precio estacional (PEST) para este mercado se calcula mediante modelos de simulación, tomando períodos estacionales de seis meses: el primer semestre va de mayo a octubre –donde se presume una elevada contribución de generación hidroeléctrica porque comprende la estación de mayores lluvias, nieve y deshielo (épocas de hidraulicidad)– y el segundo semestre va de noviembre a abril, donde se presume una mayor contribución de generación térmica (CAMMESA, 2020; González, 2016; MINEM, 2019).

El MEM es el ámbito en el cual la oferta de energía eléctrica interconectada a través del SADI pone a disposición su capacidad de producir energía y potencia. El despacho de la oferta se dispone en base a un criterio de mínimo costo para el abastecimiento de la demanda. La demanda total del SADI es cubierta utilizando las centrales generadoras en orden creciente de acuerdo a su costo de operación por unidad de energía, es decir, se busca el *despacho más eficiente y económico en todo momento*. De esta forma, primero se satisface la demanda con las máquinas disponibles y de menor costo, y luego se cubren las aleatoriedades del sistema y picos de demanda con aquellas máquinas de rápida respuesta pero menor eficiencia y con costos de operación mayores. Estas últimas se encuentran a la espera de ser despachadas y se las denomina “Reserva de Potencia”. El costo marginal operativo de la energía eléctrica es el valor del último MWh despachado por la última máquina generadora. Por ejemplo, en invierno, cuando las temperaturas extremas exigen una alta demanda energética (y el gas natural es destinado al consumo residencial para calefacción), el valor del costo marginal operativo es mayor, ya que la última máquina generadora tiene un costo muy elevado por su ineficiencia y por estar funcionando con combustibles alternativos al gas natural que son más costosos y contaminantes (fuel oil y gas oil principalmente) (CAMMESA, 2020; González, 2016; Maríncola *et al.*, 2019; MINEM, 2019).

Como referencia del precio del mercado spot de la energía se suele recurrir al concepto del *precio monómico*, que es la suma de todos los conceptos representativos de la producción de energía eléctrica en el MEM. Estos conceptos se pueden dividir en tres grupos principales (Figura 5): *energía* (factores vinculados a la energía consumida como combustibles, fletes, operación y mantenimiento, servicios), *potencia y reserva* (ítems asociados a la potencia de

Figura 5. Componentes del precio monómico

	\$/MWh
Componente Energía	Precio Energía
	Energía Adicional
	Sobrecostos de Combustibles
	Sobrecostos Transitorios de Despacho
	Cargo Demanda Excedente + Contratos Abast. MEM + Sobrecosto Compra Conjunta
Componente Potencia + Reserva	Potencia Despachada
	Potencia Servicios Asociados
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea
	Potencia Reserva Mediano Plazo
Cargos Transporte	Transporte Alta Tensión
	Transporte Distribución Troncal
	Precio Monómico (Energía + Potencia + Transporte)

Fuente: CAMMESA (2019)

mandada en días extremos: costos fijos de capacidad instalada y de expansión), y *transporte* (CAMMESA, 2019). Específicamente:

- (1) El concepto *energía* incluye cinco componentes (CAMMESA, 2019). El primero es energía, propiamente dicho, el cual hace referencia al precio spot fijo que reciben las generadoras. El segundo, la energía adicional, son las pérdidas que toda red eléctrica tiene y, consecuentemente, genera una diferencia entre la energía generada y la consumida. El tercer componente son los sobrecostos de combustible. El combustible es provisto por CAMMESA y su valor no está completamente incorporado en el precio fijo recibido por las generadoras. El cuarto son los sobrecostos transitorios de despacho que son todos los costos por encima del precio spot fijo sin considerar los componentes previamente mencionados (energía adicional y sobrecostos de combustible). Por último, el quinto componente de la energía incluye cargos por demanda excedente (grandes usuarios con demandas mayores a 300 kW) y costos por contratos MEM (distintos contratos realizados por grandes usuarios en el mercado mayorista).
- (2) El concepto *potencia* incluye cuatro componentes (Resolución N° 26 de 1995 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones). El primero es la potencia despachada la cual es definida por el generador y refleja el precio base horario de la potencia para cada MW generado en las horas fuera de valle de los días hábiles del trimestre programado. El segundo son los servicios asociados a la potencia son los costos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, así como los requerimientos de despacho que fuerzan máquinas, ya sea por necesidades de potencia en el pico, por tiempos mínimos entre ciclos de arranque y parada en el parque térmico, como en el parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte. El tercero y el cuarto componentes son las reservas de corto plazo e instantánea, y la reserva de mediano plazo. Las primeras son las encargadas de estar disponibles en el caso de un aumento de demanda dentro de un plazo (para ser entregadas) que va desde lo inmediato hasta las cuatro horas. La de mediano plazo es la reserva de generación en condiciones de pico del sistema para cubrir la demanda máxima del mismo.
- (3) El concepto *transporte* comprende únicamente dos componentes (CAMMESA, 2019). El primero es el transporte en alta tensión, hacerlo en este tipo de tensión beneficia al perder menos energía

al momento de ser transportada. El segundo es la distribución troncal, que ocurre entre la red de alta tensión y las empresas de distribución que finalmente llegan a los hogares. Incluye instalaciones de distribución que van desde los 132 kV hasta los 400 kV.

Analizando los conceptos lo componen se observa que el precio monómico varía según el consumo de gas y combustibles líquidos, la disponibilidad de recursos, la hidrología y las temperaturas del país. Usualmente se calcula un *precio monómico medio* que es el cociente entre la sumatoria de los costos de producción (energía, potencia y transporte) y la demanda abastecida en el MEM. En definitiva, el precio monómico medio es el costo promedio mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para que el mismo no sea deficitario (Pampa Energía, 2020). El precio monómico lo paga la parte demandante –que puede estar representada por grandes usuarios, distribuidores o generadores– y lo cobran los generadores y transportistas (según corresponda).

Para el precio de la energía, la autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003, mediante la cual la sanción del precio spot del MEM se determina en base al costo variable de producción con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Resolución N° 240/03 de la Secretaría de Energía). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobrecosto transitorio de despacho. Asimismo, mediante la Resolución N° 25/18 de la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) el MEM asume los costos del gas importado a partir del 1 de octubre de 2018 (Pampa Energía, 2020).

Por su parte, la remuneración de la capacidad de generación depende del año de construcción de la planta generadora, aunque en todos los casos se remunera la potencia y la energía (generada y operada), como se observa en la tabla 3.

En especial, se resalta la normativa vigente desde marzo de 2020 que establece valores fijos y en pesos para los pagos por potencia y energía. Por ejemplo, en el caso de la generación térmica, respecto de la energía generada, se pesifican los valores máximos de los costos variables no combustibles en la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRME) a un tipo de cambio de AR\$ 60 (resultando en AR\$ 240/MWh para unidades generando con gas natural, AR\$ 420/MWh para unidades generando con fuel oil/gas oil, AR\$ 600/MWh para unidades generando con biocombustible; y AR\$ 720/MWh para unidades generando con carbón mineral). Respecto de la energía operada, se pesifica la remuneración mensual correspondiente, a un tipo de cambio de AR\$ 60, fijándose en AR\$ 84/MWh (Martínez De Hoz & Rueda, 2020).

Según González (2016) un esquema regulatorio de tipo tarifa máxima (*price cap*) como el actual en el MEM, no genera los incentivos necesarios para asegurar una óptima calidad del servicio. Por el contrario, las empresas reguladas intentarán bajar la calidad del mismo, si éste tuviera una relación directa con el costo del suministro. De este modo, el esquema debe ser complementado con la imposición de criterios de calidad a cumplir por parte de las empresas reguladas, y con un sistema de multas lo suficientemente severo que garantice la calidad deseada. Por su parte, el reconocimiento en las tarifas de los montos de nuevas inversiones requeridas para asegurar un continuo y elevado nivel de calidad, es necesario en todo esquema regulatorio de tarifa máxima con revisiones temporarias. Esto genera el incentivo a la inversión en nuevos procesos y servicios que serían inexistentes en ausencia de su reconocimiento vía aumentos de la tarifa.

Tabla 3. Modalidades de remuneración a generadores

Tipo	Fuentes de generación	Forma de remuneración según normativa
Capacidad ("energía") vieja	<p><i>Generación térmica e hidroeléctrica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Generadores Térmicos:</i> Generadores con/sin Compromisos de Disponibilidad Garantizada (DIGO) - <i>Generadores Hidroeléctricos:</i> remuneración base y una remuneración adicional de potencia. 	<p><i>Res. 19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)</i> Establece conceptos remunerativos por tecnología y escala, los cuales contemplan precios en dólares estadounidenses que serán abonados en pesos argentinos, conforme al tipo de cambio del Banco Central de la República Argentina (BCRA) vigente al último día hábil del mes de la transacción económica correspondiente.</p>
		<p><i>Res. 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRME) (remuneración en dólares derogada)</i> La remuneración se mantiene conformada por un pago por potencia y otro por energía (energía generada y energía operada). Establece que el OED (Organismo Encargado de Despacho) convertirá los valores nominados en dólares estadounidenses a pesos argentinos, utilizando la tasa de cambio publicada por el BCRA Comunicación 'A' 3500, del día anterior a la fecha de vencimiento de las transacciones económicas.</p>
		<p><i>Res. 31/2020 de la Secretaría de Energía (SE) (remuneración en pesos vigente)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - pesifica los valores fijados en la Resolución SRRME N° 1/2019 con un tipo de cambio menor al vigente - establece una fórmula de actualización mensual de todos los valores establecidos en pesos, basada en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicados por el INDEC - deroga todas las disposiciones de la <i>Res. SRRME N° 1/2019</i> que se referían a la remuneración de los generadores que gestionaran su propio suministro de combustible.
		<p><i>Nota Administrativa 24910606 /2020 de la SE</i> Pospone la actualización de los valores establecidos en pesos por la <i>Res.31/2020</i> de la SE hasta nueva decisión.</p>
Centrales ("energía") nuevas	<p><i>Generación térmica e hidroeléctrica de centrales instaladas con posterioridad a las privatizaciones de las empresas públicas</i></p> <p><i>Generación de fuente no convencional:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - eólica, - solar fotovoltaico, - biomasa, - biogás de residuos sólidos urbanos 	<p>Remuneración en dólares según contratos/resoluciones específicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Energía Plus.</i> Reconocimiento principal: potencia disponible. Remuneración: U\$/MW-mes • <i>Res. 220/2007 SE.</i> Reconocimiento principal: potencia disponible. Remuneración: U\$/MW-mes • <i>Res. 21/2016 SEE.</i> Reconocimiento principal: potencia disponible. Remuneración: U\$/MW-mes • <i>Resol 287/2017 SEE.</i> Reconocimiento principal: potencia disponible. Remuneración: U\$/MW-mes • <i>GenRen:</i> Reconocimiento principal: energía generada. Remuneración: U\$/MWh • <i>Renovar.</i> Reconocimiento principal: energía generada. Remuneración: U\$/MWh • <i>MATER:</i> Reconocimiento principal: energía generada. Remuneración: U\$/MWh. Mercado entre privados.

Fuente: Resoluciones Secretaría de Energía Eléctrica, Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, Secretaría de Energía, Pampa Energía (2020), Martínez De Hoz & Rueda (2020)

Bajo el esquema de remuneración actual en el MEM argentino, con una tarifa regulada y pesificada, no se reconocen riesgos por volatilidad del precio de mercado para los agentes. Sin embargo, la tabla 4 resume la hipotética exposición que enfrentaría cada actor del mercado en relación a la volatilidad o riesgo de mercado, si no existiese normativa que establezca el nivel de precio máximo.

Tabla 4. Hipotéticos riesgos de precio para cada agente del MEM

Agente/Riesgo	A la suba	A la baja
Generador	- Por la energía vendida en el MAT a precio fijo, con el riesgo que el monto fijado sea inferior al que recibiría en el mercado spot. - En caso de haber celebrado contratos y no estar despachado, debiendo comprar la energía en el mercado spot (la exposición está dada por las posiciones netas del generador)	Por la venta de energía en el mercado spot, o bien por medio de contratos ligados al precio spot
GUMA	Por la compra en el mercado spot o bien mediante contratos ligados al precio spot.	Por la compra realizada a precio fijo, en caso que el precio spot resulte inferior.
GUME, GUPA	Por la compra mediante contratos ligados al precio spot	
Distribuidor	Realizan sus transacciones en el Sistema de Estabilización de Precios, disminuyendo su exposición.	
Transportista	No compran ni venden energía. No se encuentran expuestos.	

Fuente: Fisanotti (2011)

4. Metodología

4.1 Abordaje y supuestos

Este ensayo presenta una investigación exploratoria a partir de un estudio de casos simulados. Específicamente, se presenta un ejercicio de diseño de contratos de opciones exóticas para la cobertura de riesgo de precio de las empresas generadoras de energía, en un contexto hipotético en el que el precio mayorista de la energía no se encontrase regulado. Por ello, se define como objeto de estudio el riesgo de mercado o riesgo de precio de la energía eléctrica en el eslabón primario de la cadena del MEM, esto es, el precio al que el generador coloca la energía en caso de ser llamado a despacho. De todos los potenciales riesgos de precio a los que se podrían exponer los participantes del MEM (según la tabla 4), el trabajo se centra en el riesgo del generador a la baja del precio de la energía eléctrica en el mercado spot.

Para el planteo de los casos simulados se parte de un conjunto de supuestos del análisis según se detalla a continuación:

1. Desregulación del mercado energético en Argentina (inexistencia de un precio máximo fijado).
2. El precio *spot* de la energía puede asimilarse al precio monómico.

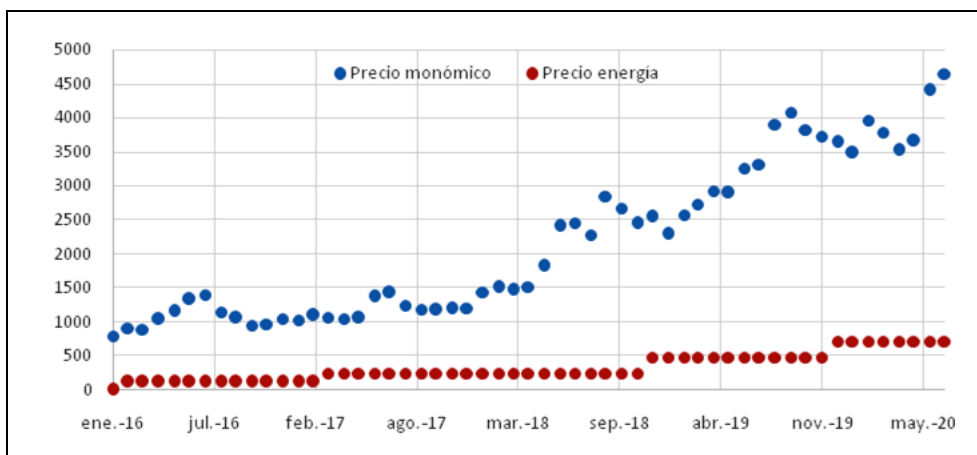
3. La variación de precios nominales de la energía se calcula a través de rendimientos logarítmicos y su volatilidad mediante desvío estándar de esas variaciones.
4. La distribución sobre el precio de la energía es binomial en períodos discretos de tiempo.
5. La proyección de precios se realiza en moneda actual, sin considerar un incremento inflacionario per sé.

4.2 Fuentes de información y análisis temporal de la variable de interés

La información que se utiliza proviene de fuentes primarias y secundarias. En primer lugar, se entrevistó a un especialista del sector energético para comprender el funcionamiento del mercado y el proceso de fijación de precios. En el caso de fuentes secundarias, se realizó un relevamiento normativo, cuyos principales hallazgos se plasmaron en la sección 3 de este documento. Luego, con el fin de tomar precios de referencia, se utilizó como serie del precio spot el precio monómico medio de la energía (\$/MWh), publicado por CAMMESA, para el período comprendido desde enero de 2016 a julio de 2020 (55 meses).

Sobre los datos del precio monómico se obtiene una variación promedio anual del precio de la energía de 39,42% (3,29% mensual) y una volatilidad de 35,15% anual (10,15% mensual). A partir de estos parámetros, se proyecta la grilla de evolución del precio del activo subyacente (electricidad), con cambios discretos mensuales, por un período prospectivo de seis meses siguiendo una distribución binomial. Luego, para simular posibles senderos de precios durante el período proyectado, se generan caminos aleatorios de ascenso y descenso mediante funciones aleatorias, diagramando cuatro escenarios posibles para ilustrar algunos casos en la propuesta de derivados para la cobertura del riesgo de precio. Si bien en un contexto como el de la Argentina en la actualidad es impensable una baja en el precio de la energía, en caso que los precios se fijasen por el libre juego de la oferta y la demanda podría acontecer, tal como sucede en otros mercados energéticos del mundo.

Gráfico 1. Evolución temporal del precio monómico y del precio de la energía en AR\$



Basado en datos de CAMMESA

Como posibles estrategias para administrar el riesgo de precio hipotético, se presentan tres casos simulados a partir de la propuesta de contratos derivados sobre energía eléctrica como activo subyacente. A saber:

- a) Opción tradicional *put* europea
- b) Opción *put* asiática
- c) Opción *put* barrera del tipo *down and knock in*

Donde a) se trata de una opción vainilla sin ninguna innovación, mientras que b) y c) son propuestas de opciones exóticas con reglas de ejercicio atípicas.

5. Análisis de resultados

5.1. Proyección de precios del activo subyacente y escenarios simulados

Para esta propuesta, se ilustra un escenario futuro con desregulación del mercado, en donde resulta incierto cuánto cobra una empresa generadora por la energía en $t+1$, siendo que invierte en t para contar con la potencia para poder generarla. En este sentido, el generador que vende energía en el mercado mayorista a un precio que podría ser volátil e incierto en el futuro, estaría expuesto al riesgo de que el precio de la energía baje, por lo que surge un interés genuino de comprar una opción *put* para su cobertura.

Según se describe en la metodología, a fin de proyectar la evolución del precio de la energía (\$/MWh) –como potencial activo subyacente de los contratos derivados a proponer– se estima el coeficiente de ascenso ($u=1,1068$) y descenso ($d=0,9035$) mensual a partir de la volatilidad del precio monómico, para un período prospectivo de seis meses (tabla 5).

Tabla 5. Grilla binomial de evolución del precio del activo subyacente (\$/MWh)

$t=0$	$t=1$	$t=2$	$t=3$	$t=4$	$t=5$	$t=6$
						\$ 8.538
					\$ 7.714	
				\$ 6.969		\$ 6.969
			\$ 6.297		\$ 6.297	
		\$ 5.689		\$ 5.689		\$ 5.689
	\$ 5.140		\$ 5.140		\$ 5.140	
\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644
	\$ 4.196		\$ 4.196		\$ 4.196	
		\$ 3.791		\$ 3.791		\$ 3.791
			\$ 3.425		\$ 3.425	
				\$ 3.095		\$ 3.095
					\$ 2.796	
						\$ 2.526

Luego se simulan diferentes senderos de precios para los seis meses proyectados, de modo de poder ilustrar los casos que se presentan como opciones de cobertura. De la simulación

estocástica de precios mediante el uso de funciones aleatorias en planilla de cálculo, surgen los siguientes escenarios (tabla 6).

Tabla 6. Simulación estocástica de senderos de precios del activo subyacente

	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
Escenario 1	u	d	u	u	u	d
Escenario 2	u	u	u	u	d	u
Escenario 3	d	u	u	d	d	u
Escenario 4	d	d	d	u	u	d

A modo de ejemplo se presentan las trayectorias de los escenarios simulados en la tabla 7, teniendo en cuenta las combinaciones aleatorias generadas según tabla 6.

Tabla 7. Senderos de precios del activo subyacente para cada escenario simulado

	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
							\$ 8.538
					\$ 6.969	\$ 7.714	\$ 6.969
			\$ 5.689	\$ 6.297	\$ 5.689	\$ 6.297	\$ 5.689
	\$ 4.644	\$ 5.140	\$ 4.644	\$ 5.140	\$ 4.644	\$ 5.140	\$ 4.644
		\$ 4.196	\$ 3.791	\$ 4.196	\$ 3.791	\$ 4.196	\$ 3.791
Referencias:							
Escenario 1				\$ 3.425		\$ 3.425	
Escenario 2					\$ 3.095		\$ 3.095
Escenario 3						\$ 2.796	
Escenario 4							\$ 2.526

5.2 Diseño de opciones para cubrir el riesgo de precio de la energía eléctrica

1) Caso a: Opción tradicional put europea

Si la empresa generadora compra un *put* vainilla para reducir su exposición al riesgo de precio de la energía, el derecho es ejercido en el caso que el precio del activo subyacente caiga por debajo del precio de ejercicio. Se plantea un ejemplo en el cual el precio de ejercicio se fija en 5000\$/MWh con vencimiento en seis meses. El ejemplo de cobertura no plantea ninguna dificultad adicional dado que se trata de una opción tradicional, con valor intrínseco calculado tal como se describe en ecuación 1.

$$VI_{put} = \max(X - S; 0) \tag{Ecuación 1}$$

Siendo *VI* el valor intrínseco, *X* el precio de ejercicio y *S* el precio del activo subyacente.

Teniendo en cuenta los senderos de precios del activo subyacente para cada escenario simulado se obtendrían los resultados de la tabla 8. Asumiendo que se trate de una opción europea, solo se hubiese ejercido el derecho del *put* bajo las circunstancias de los escenarios 3 y 4. Sin embargo, si fuesen opciones americanas, el escenario 1 también podría presentar ejercicio anticipado de la opción en $t=2$.

Tabla 8. Simulación de resultados para *put* vainilla según escenarios proyectados

Proyección	S en $t=$ vencimiento	Ejercicio	Valor intrínseco
Escenario 1	\$ 5.689	No	\$ 0
Escenario 2	\$ 6.969	No	\$ 0
Escenario 3	\$ 4.644	Sí	\$ 356
Escenario 4	\$ 3.791	Sí	\$ 1.209

2) Caso b: Opción *put* asiática

Las opciones asiáticas son aquellas cuyos pagos dependen del precio medio del subyacente, tanto en el rol del subyacente propiamente dicho (asiáticas puras), como en el rol del precio de ejercicio (pseudo asiáticas) (Pesce *et al.*, 2019). La ventaja de este tipo de opciones es que quienes intervienen en la formación de precios tienen menos chances de operar en el mercado para manipular el precio al vencimiento, porque su ejercicio depende de un promedio de valores durante un período de tiempo determinado dentro de la vida del contrato. Esto sería conveniente sobre todo si el mercado de entidades generadoras se caracterizase como un oligopolio o un monopolio, donde la oferta de energía de una empresa puede afectar el precio mediante el riesgo volumétrico por generar menor cantidad de MWh.

Para el presente planteo se piensa en una opción asiática pura, en la que el valor del activo subyacente se sustituye por el valor medio del subyacente durante la vida del contrato (o una parte de ella). El precio medio puede ser calculado mediante un promedio geométrico o aritmético. En este caso se trabaja con el aritmético, lo cual solo deja la alternativa de valorar la opción mediante simulaciones dado que no tiene una solución cerrada.

La regla del contrato es ejercer el derecho si el valor promedio del precio del subyacente (S) es menor al precio de ejercicio (X), con lo cual el valor intrínseco se estima como se indica en la ecuación 2.

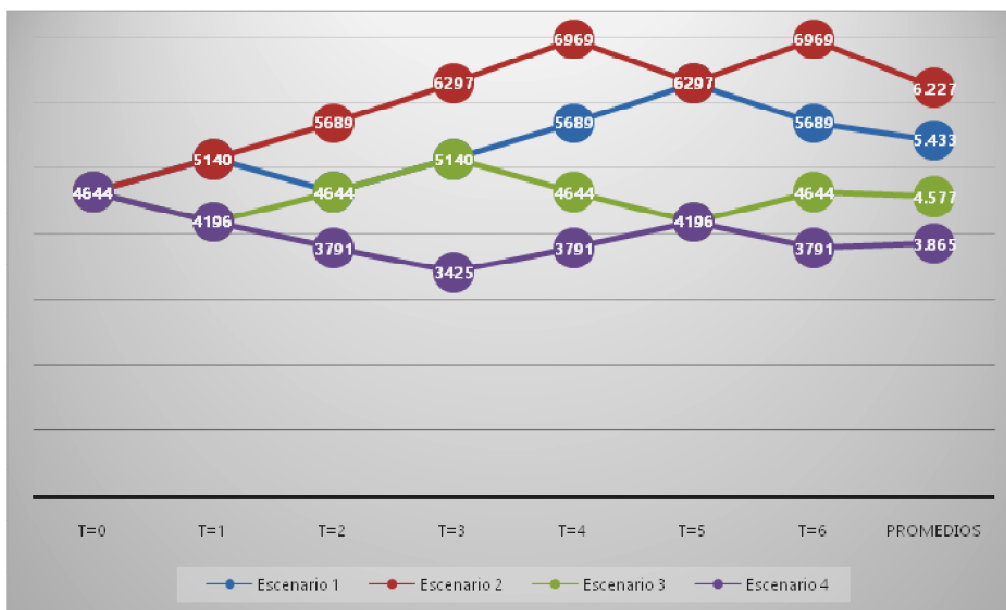
$$VI_{put} = \max\left(X - \sum_{t=1}^T S_t / T; 0\right) \quad \text{Ecuación 2}$$

Para los escenarios simulados, se obtendrían los resultados de precios promedios y valores intrínsecos plasmados en la tabla 9 e ilustrados en el gráfico 2. En estos casos los resultados respecto al ejercicio del derecho que otorga el *put* no difieren cualitativamente de los del caso a), sobre una opción de venta vainilla. Sin embargo, en términos cuantitativos, el valor intrínseco en el escenario 3 es mayor para el *put* asiático y para el escenario 4 a la inversa. Bajo la propuesta de la opción asiática no podría aseverarse nada con respecto al valor de este *put* exótico en relación al tradicional: se debería proceder con una valuación de los contratos a partir de simulaciones.

Tabla 9. Simulación de resultados para put asiático según escenarios proyectados

Proyección	S promedio	Ejercicio	Valor intrínseco
Escenario 1	\$ 5.433	No	\$ 0
Escenario 2	\$ 6.227	No	\$ 0
Escenario 3	\$ 4.578	Sí	\$ 422
Escenario 4	\$ 3.865	Sí	\$ 1.135

Gráfico 2. Senderos de precios del activo subyacente y promedios para put asiático



En consonancia con el gran volumen de contratos que se observan en los mercados a término del mundo según se ha descrito en la sección 2.2.1, las opciones asiáticas se presentan como un instrumento adecuado para atenuar las variaciones intradiarias e intrasemanales en el precio de la electricidad y reducir las chances de su manipulación a partir de cambios en la oferta por parte de los generadores principales del mercado.

3) Caso c: Opción put barrera del tipo down and in

Las opciones barrera o condicionales son aquellas en las cuales el derecho al ejercicio depende de si el precio del subyacente alcanza cierto nivel durante un período de tiempo determinado. Si el nivel fijado como barrera es superior, se trata de opciones *up* y de ser inferior *down*. Las opciones que se activan al nacer el derecho de ejercicio al alcanzar la barrera se denominan *knock in*, mientras que aquellas en las que se desvanece el derecho de ejercicio al alcanzar la barrera son las *knock out*. Las opciones *in* se convierten en vainilla una vez alcanzada la barrera, mientras que las *out* son tradicionales hasta alcanzarse la barrera, en donde el derecho se desvanece. La barrera puede ser inferior o superior al precio de ejercicio. Dado que

las barreras son opciones tradicionales sujetas a una condición valen menos que las opciones vainilla que no poseen condiciones, por lo tanto pueden ser deseables para realizar coberturas baratas (Pesce *et al.*, 2019).

De la descripción anterior surgen cuatro combinaciones posibles: *up & in*, *down & in*, *up & out*, *down & out*. Existe una quinta clase dentro de esta familia de opciones que se presenta cuando el derecho desaparece en caso que el activo subyacente no permanezca dentro de un rango determinado, es decir, en un intervalo fijado por una doble barrera.

Para el problema bajo estudio, se diseña un contrato de opción barrera de tipo *down & in*, cuyo valor intrínseco se describe en la ecuación 3.

$$\text{Si } S \leq \text{barrera en sendero}; VI_{put} = \max(X - S; 0); VI_{put} = 0 \quad \text{Ecuación 3}$$

En el contrato propuesto se fija un umbral menor al precio actual del activo subyacente, en el que si el precio baja y alcanza la barrera fijada (por ejemplo, 4500 \$/MWh), se activa el derecho del *put* a vender electricidad al precio de ejercicio (por ejemplo, 5000 \$/MWh). Obsérvese en la tabla 10 que en el escenario 1 se alcanza la barrera pero no se ejerce el derecho, mientras que en los escenarios 3 y 4, se rompe la barrera y se ejerce el derecho. Por el contrario, en el escenario 2, el sendero de precios proyectados no llega a tocar la barrera en ningún momento de tiempo, por lo cual el *put* no se activa.

Tabla 10. Simulación de resultados para *put* barrera en 4500\$/MWh *down & in*, según escenarios proyectados

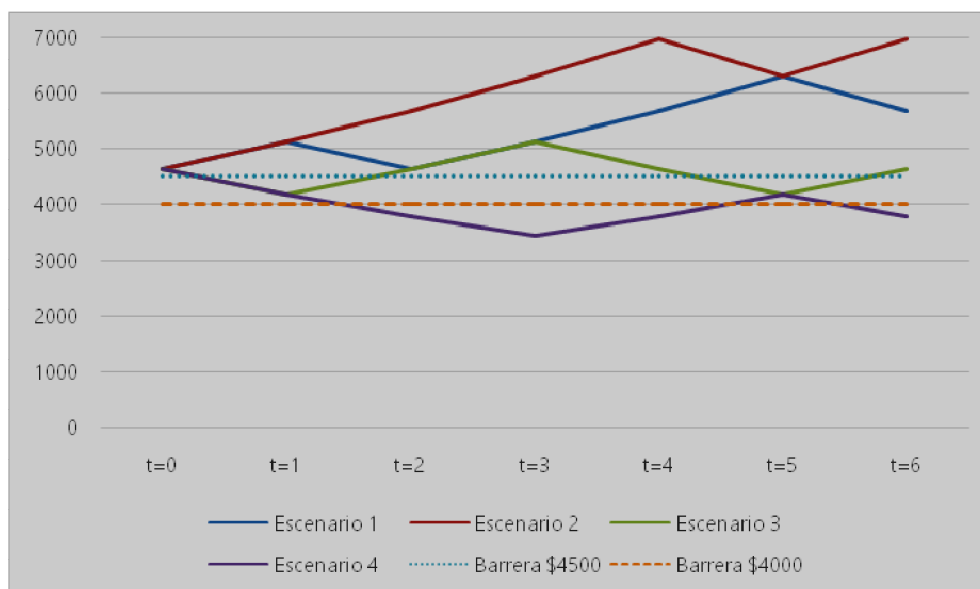
Proyección	¿Alcanza barrera down?	S en t= vencimiento	Ejercicio	Valor intrínseco
Escenario 1	Sí, en t=2	\$ 5.689	No	\$ 0
Escenario 2	No	\$ 6.969	No nace derecho	\$ 0
Escenario 3	Sí, en t=1 y t=5	\$ 4.644	Sí	\$ 356
Escenario 4	Sí, en todo t	\$ 3.791	Sí	\$ 1.209

Complementariamente y con fines ilustrativos, se diseña un contrato con una barrera más baja, que por supuesto tendrá una prima menor (cobertura menos eficaz pero más barata). En este caso, la opción solo alcanza la barrera en el escenario 4. En el escenario 3, en donde sería deseable que el derecho se haya activado porque amerita su ejercicio, el sendero de precios de S no toca la barrera.

Tabla 11. Simulación de resultados para *put* barrera en 4000\$/MWh *down & in*, según escenarios proyectados

Proyección	¿Alcanza barrera down?	S en t= vencimiento	Ejercicio	Valor intrínseco
Escenario 1	No	\$ 5.689	No nace derecho	\$ 0
Escenario 2	No	\$ 6.969	No nace derecho	\$ 0
Escenario 3	No	\$ 4.644	No nace derecho	\$ 0
Escenario 4	Sí, en varios t	\$ 3.791	Sí	\$ 1.209

Gráfico 3. Senderos de precios del activo subyacente y barreras down



Si bien los presentados son casos meramente teóricos a partir de simulaciones, la disponibilidad de opciones exóticas haría que el inversor tenga diferentes alternativas al intentar cubrirse de variaciones en el precio del activo subyacente. Como se puede observar en los casos expuestos precedentemente, la utilización de la ingeniería financiera en la creación de estos derivados no siempre redundan en un beneficio económico mayor al de las opciones vainilla. Sin embargo, tenerlos como alternativa, habilita a disponer de posibilidades para el armado de mejores estrategias de cobertura, teniendo en cuenta las particularidades de la electricidad y, en algunas situaciones, más baratas que la típica opción europea. Por lo tanto, el ejercicio de diseñar y comparar diferentes instrumentos –tradicionales y exóticos– sobre subyacentes no financieros permitiría, a través de la evaluación costo-beneficio, proponer una estrategia más adecuada para la gestión del riesgo de precio.

6. Consideraciones finales

Este trabajo se desarrolla en el marco de un proyecto de grupo de investigación sobre *Derivados exóticos aplicados a problemas de valuación de activos no financieros* (PGI 24/C054 de la Universidad Nacional del Sur). Específicamente, el objetivo de este ensayo es analizar las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y diseñar estrategias de cobertura a partir de derivados exóticos de un hipotético riesgo de precio de la electricidad, inexistente en la actualidad.

Las contribuciones del trabajo se reconocen en tres ejes: descriptivo, conceptual y de mercado. Desde la óptica del aporte descriptivo, la contribución del artículo se materializa en el desarrollo de un compendio temporal de regulaciones que rigen en el MEM en nuestro país para entender su funcionamiento. A nivel conceptual, el aporte principal del trabajo se da al

desarrollar de manera ilustrativa algunos contratos basados en opciones exóticas, ejemplificados de manera sencilla, asumiendo que el precio mayorista de la energía tiene un comportamiento estocástico con parámetros similares al del precio monómico. Los resultados del trabajo son de naturaleza teórica y simulada, ya que no existen en la Argentina derivados energéticos sobre la electricidad. Sin embargo, dado el espacio académico en el que se presenta este trabajo, el aporte centrado en el mercado está en el uso de la ingeniería financiera para comprender el funcionamiento de instrumentos derivados exóticos aplicados a activos no financieros. Esto puede ser de utilidad en el desarrollo del mercado a término si, en el mediano plazo, la autoridad competente abandona la política de fijación de precios máximos en el mercado de electricidad mayorista, lo que podría promover la creación de tales instrumentos exóticos.

En particular, los resultados del diseño de contratos exóticos demuestran dos cuestiones relevantes. Por un lado, que las opciones asiáticas son un buen instrumento si el mercado de entidades generadoras se estructura como un oligopolio, donde la oferta de energía de una empresa puede influenciar el precio mediante el riesgo volumétrico en un momento de tiempo determinado y afectar los ejercicios de opciones vainilla. En otras palabras, reduce el riesgo de manipulación de precios en el mercado que afecten los instrumentos de cobertura. Por otro lado, las opciones barrera de tipo *down& in* se presentan como una estrategia de cobertura con peores resultados en términos de valor intrínseco, pero con menores costos, al tratarse de opciones con primas inferiores por las condiciones que se adicionan para que el derecho que otorga la opción se active.

Los resultados del artículo presentan limitaciones vinculadas a los supuestos del análisis (básicamente la distribución estocástica del precio mayorista de la energía y sus parámetros) y la situación actual en la que el precio al que venden las empresas generadoras está regulado y, por lo tanto, no se disponen de datos reales de precios volátiles en el mercado energético local.

Como propuesta para continuar con los avances en esta línea de investigación, se planifican futuros trabajos para proceder con la valuación de las opciones exóticas en pos de comparar sus primas, así como la sensibilización de resultados utilizando otros parámetros de riesgo de precio, como la volatilidad implícita de contratos derivados de otros mercados del mundo. Asimismo, si resulta posible obtener la información, podrían aplicarse los instrumentos exóticos diseñados a los contratos de generación de energía en la Argentina sin precio regulados (fuentes renovables, por ejemplo, programa Renovar).

Finalmente, el trabajo pretende colaborar ante la necesidad de articular conjuntamente los esfuerzos del sector privado, el público y la academia para desarrollar el mercado de derivados sobre energía eléctrica, lo que tal como se ha evidenciado en otros países más desarrollados, traen aparejado un mercado eléctrico más dinámico, competitivo y con mayores posibilidades de reducir la exposición al riesgo para los diferentes actores que intervienen en el mercado.

REFERENCIAS

- Barreto de Oliveira, A. M., Mandal, A. & Power, G. J. (2019). A primer on the pricing of electric energy options in Brazil via mean-reverting stochastic processes. *Energy Reports*, 5, 594-601
- Bellalah, M. (2006). On derivatives and information costs. *International Review of Economics & Finance*, 15(1), 30-51
- Black, F & Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81: 637-659.
- Bruno, S., La Scala, M., Sbrizzai, R. & Vimercati, G. (2003). Replicating interruptible supply contracts for security constrained transmission management. 2003 *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 4, 7-13.
- Candido, A. (2016). *Option Pricing for the Electricity Market*. Libera Università Internazionale degli Studi Sociali Guido Carli, http://tesi.eprints.luiss.it/17082/1/181631_CANDINO_ALESSANDRO.pdf.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) (2019). Informe anual 2019. <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/Informe%20Anual%202019%20v%20larga%2006Jun.pdf>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) (15 de septiembre de 2020). *Portal de CAMMESA*. <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- Deng, S.-J., Johnson, B. & Sogomonian, A. (2001). Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. *Decision Support Systems*, 30 (3), 383-392
- Deng, S. & Oren, S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6-7), 940-953
- Díaz Contreras, J. A., Macías Villalba, G. I. y Luna González, E. (2014). Estrategia de cobertura con productos derivados para el mercado energético colombiano. *Estudios Gerenciales*, 30 (130), 55-64
- Fisanotti, L. (2011). *Derivados sobre energía eléctrica*. <http://www.capacitacion.bcr.com.ar/Documentos/EdicionesBCR/15/Derivados%20sobre%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica.pdf>
- Gharaveisi, A. A., Rashidinejad, M. & Lee, K. Y. (2007). Spinning Reserve Pricing via Security Instruments in Competitive Electricity Markets. 2007 *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1-5
- González, J. (2016). Conceptos sobre el mercado eléctrico. <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2016/06/Apunte-MERCADO-ELECTRICO.pdf>
- Hlouskova, J., Kossmeier, S., Obersteiner, M. & Schnabl, A. (2005). Real options and the value of generation capacity in the German electricity market. *Review of Financial Economics*, 14(3-4), 297-310
- Intercontinental Exchange (ICE) (1 de octubre de 2020). *All Futures, Options, OTC Products & Physicals*. <https://www.theice.com/products/Futures-Options/Energy/Electricity>
- Kamat, R. & Oren, S. S. (2002). Exotic Options for Interruptible Electricity Supply Contracts. *Operations Research*, 50 (5), 835-850
- Kovacevic, R. M. & Pflug, G. Ch. (2014). Electricity swing option pricing by stochastic bilevel optimization: A survey and new approaches. *European Journal of Operational Research*, 237 (2), 389-403
- Ley Federal de la Energía N° 15.336 de 1960. Título original publicado el 22 de septiembre de 1960 en B.O. N° 19340 (Argentina).
- Ley de Régimen de la Energía Eléctrica N° 24.065 de 1992. Título original publicado el 16 de enero de 1992 en B.O. N° 27306 (Argentina).

- Maríncola, L., Cuccorese, S. y González, M. (2019) *Introducción a la generación distribuida de energías renovables*. Secretaría de Gobierno de Energía. <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/introduccion-a-la-generacion-distribuida-de-er.pdf>
- Martínez De Hoz y Rueda (4 de marzo de 2020). *Resolución SE N° 31/2020. Modificaciones al esquema de precios spot de la energía eléctrica*. <https://abogados.com.ar/resolucion-se-n-312020-modificaciones-al-esquema-de-precios-spot-de-la-energia-electrica/25327>
- MatbaRofex (2020). *Futuros y opciones sobre petróleo*. <https://www.matbarofex.com.ar/producto/futuros-y-opciones-sobre-petroleo>
- Merton, R. C. (1973). Theory of rational option pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 4: 141-183.
- Ministerio de Energía y Minería (MINEM) (2019). *Precio mayorista de la energía eléctrica: marco legal, criterios, procedimientos e implementación*. https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf
- Nota Administrativa 24910606 de 2020 de la Secretaría de Energía (SE), publicada el 8 de abril de 2020. <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/NO-2020-24910606-APN-SE-MDP.pdf>
- Ocakoglu, A.C. & Tolga (2018). Effective Trading in Turkish Electricity Market: Hedging with options. *Proceedings of the World Congress on Engineering*.
- Oum, Y. & Oren, S. S. (2010). Optimal Static Hedging of Volumetric Risk in a Competitive Wholesale Electricity Market. *Decision Analysis*, 7(1), 107-122
- Pampa Energía (1 de octubre de 2020). *El sector eléctrico de Argentina*. <https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/el-sector-electrico-de-argentina/>
- Pesce, G., Pedroni, F., Chávez, E., Moral, M. D. L. P., Rivero, M. A. y Milanesi, G. S. (2019). *Opciones exóticas: ¿exóticas en la literatura? Una revisión sistemática*. Disertaciones en 39 Jornadas Nacionales de Administración Financiera. SADAF
- Roldán-Noguera, G. L. y Gómez-Bahamón, F. A. (2020). Uso de instrumentos derivados en el mercado de energía eléctrica en Colombia: posibilidades para EMCAL, Tesis de Maestría Pontificia Universidad Javeriana. http://vitela.javerianacali.edu.co/bitstream/handle/11522/13533/Uso_Instrumentos_Derivados.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Vayanos, P., Wiesemann, W. & Kuhn, D. (2011). Hedging Electricity Swing Options in Incomplete Markets. *IFAC Proceedings Volumes*, 44(1), 846-853
- Vehvilainen, I. (2002). Basics of electricity derivative pricing in competitive markets. *Applied Mathematical Finance*, 9 (1), 45-60
- Viswanath, A. (2015). Overview of Risk Management in Electricity Markets Using Financial Derivatives. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 9(1), 5
- Vizcaíno-Sánchez, G. A., Alzate, J. M., Cadena, A. I. & Benavides, J. M. (2010). Setting up standard power options to hedge price-quantity risk in a competitive electricity market: the Colombian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1493-1500
- Zhang X., Wang X. & Wang X. (2005). Exotic options bundled with interruptible electricity contracts. *2005 International Power Engineering Conference*, 1-115
- Zhang, S., Fu, X. & Wang, X. (2012). Effects of Option Contracts on Electricity Markets: A Cournot Equilibrium Analysis. *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 1-5

Normas reglamentarias

- Resolución N° 38 de 1991 la de Subsecretaría de Energía Eléctrica: Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista, publicada el 23 de julio de 1991 en el B.O. N° 27181 (Argentina).
- Resolución N° 26 de 1995 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones: Mercado Eléctrico Mayorista: procedimiento de cálculo de precios, publicada el 30 de enero de 1996 en el B.O. N° 28322 (Argentina).
- Resolución N° 240 de 2003 de la Secretaría de Energía. Metodología para la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, publicada el 19 de agosto de 2003 en el B.O. N° 30215 (Argentina).
- Resolución N° 220 de 2007 de la Secretaría de Energía (SE). Energía eléctrica: contratos de abastecimiento-habilitación, publicada el 22 de enero de 2007 en el B.O. N° 31078 (Argentina).
- Resolución N° 95 de 2013 la de Secretaría de Energía (SE): Energía eléctrica, Mercado Eléctrico Mayorista, publicada el 26 de marzo de 2013 en el B.O. N° 32608 (Argentina).
- Resolución N° 21 de 2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica (SE). Mercado Eléctrico Mayorista: convocatoria, publicada el 23 de marzo de 2016 en el B.O. N° 33343 (Argentina).
- Resolución N° 19 de 2017 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (SEE). Mercado Eléctrico Mayorista: agente generador, cogenerador y autogenerador publicada el 2 de febrero de 2017 en el B.O. N° 33558 (Argentina).
- Resolución N° 287 de 2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE). Ministerio de Energía y Minería: Convocatoria Abierta, publicada el 11 de mayo 2017 en el B.O. N° 33622 (Argentina).
- Resolución N° 25 de 2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) publicada el 5 de octubre de 2018 en el B.O. N° 33969 (Argentina).
- Resolución N° 1 de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRME). Generadores habilitados, publicada el 1 de marzo de 2019 en el B.O. N° 34067 (Argentina).
- Resolución N° 31 de 2020 de la Secretaría de Energía (SE). Modificación a la Resolución 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRRME), publicada el 27 de febrero de 2020 en el B.O. N° 34316 (Argentina).