

DERIVADOS EXÓTICOS COMO INSTRUMENTOS DE COBERTURA DEL POTENCIAL RIESGO DE PRECIO PARA GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Autores: Gabriela Pesce, Florencia Verónica Pedroni, Emilio El Alabi, Paula Di Rocco

Fuente: Revista de Economía Política de Buenos Aires, Año 16 Vol 24 (julio 2022), pp 9-46

Publicado por: Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires.

RESUMEN

El artículo analiza las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y diseña estrategias de cobertura con derivados exóticos frente a un hipotético riesgo de precio para las empresas generadoras. Metodológicamente, se desarrollan casos de estudio simulados considerando la volatilidad del precio monómico, y se diseñan tres coberturas con opciones *put* de tipo tradicional, asiática y barrera *down-in*. Según los resultados, los instrumentos exóticos tienen ventajas respecto a los tradicionales por la naturaleza del activo subyacente: las opciones asiáticas reducen el riesgo de manipulación de precios y las opciones barrera se presentan como una estrategia de cobertura más económica.

Palabras clave: electricidad, precio de la energía, volatilidad, opción asiática, opción barrera.

Pesce, G., Pedroni, F., El Alabi, E., & Di Rocco, P. (2022). DERIVADOS EXÓTICOS COMO INSTRUMENTOS DE COBERTURA DEL POTENCIAL RIESGO DE PRECIO PARA GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA. Revista de Economía Política de Buenos Aires, (24), 9-46. Recuperado a partir de <https://ojs.econ.uba.ar/index.php/REPBA/article/view/2328>



Esta revista está protegida bajo una licencia Creative Commons Attribution-NonCommercialNoDerivatives 4.0 International. Copia de la licencia: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.

DERIVADOS EXÓTICOS COMO INSTRUMENTOS DE COBERTURA DEL POTENCIAL RIESGO DE PRECIO PARA GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Recibido 25/6/2021. Aceptado: 22/03/2022

Gabriela Pesce*
Florencia Verónica Pedroni**
Emilio El Alabi***
Paula Di Rocco****

RESUMEN

El artículo analiza las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y diseña estrategias de cobertura con derivados exóticos frente a un hipotético riesgo de precio para las empresas generadoras. Metodológicamente, se desarrollan casos de estudio simulados considerando la volatilidad del precio monómico, y se diseñan tres coberturas con opciones *put* de tipo tradicional, asiática y barrera *down-in*. Según los resultados, los instrumentos exóticos tienen ventajas respecto a los tradicionales por la naturaleza del activo subyacente: las opciones asiáticas reducen el riesgo de manipulación de precios y las opciones barrera se presentan como una estrategia de cobertura más económica.

Palabras clave: electricidad, precio de la energía, volatilidad, opción asiática, opción barrera.

ABSTRACT

This article analyzes the particularities of the Argentinian wholesale electricity market and designs hedging strategies with exotic derivatives facing a hypothetical price risk for generating companies. Methodologically, we develop simulated case studies, considering monomic price volatility, and design three hedging strategies

* *Departamento de Ciencias de la Administración, Universidad Nacional del Sur (DCA, UNS), gabriela.pesce@uns.edu.ar.*

** *Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Departamento de Ciencias de la Administración, Universidad Nacional del Sur (DCA, UNS), florencia.pedroni@uns.edu.ar.*

*** *Departamento de Ciencias de la Administración, Universidad Nacional del Sur (DCA, UNS), emilio.elalabi@uns.edu.ar*

**** *Departamento de Ciencias de la Administración, Universidad Nacional del Sur (DCA, UNS), pauladirocco1@hotmail.com.*

Códigos JEL: G10, G13, G32

with traditional, Asian and barrier down-in put options. According to the results, exotic instruments have advantages over traditional ones due to the nature of the underlying asset: Asian options reduce the risk of price manipulation, and barrier options are presented as a cheaper hedge.

Keywords: electricity, energy price, volatility, Asian option, barrier option.

I. Introducción

Los mercados de energía eléctrica presentan características diferenciales respecto a otros mercados de *commodities* derivadas, principalmente, de los atributos físicos de la electricidad, en especial, su imposibilidad de almacenamiento. 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.

A nivel internacional, los diferentes mercados eléctricos del mundo transitaron una fase de regulación, luego de la cual siguió un proceso de desregulación debido a que la mayoría de gobiernos observaron que la competencia entre empresas generadoras de energía es beneficiosa porque estimula las inversiones promoviendo mejoras en la calidad del servicio. Por lo tanto, la desregulación constituye la alternativa que han encontrado las autoridades para afrontar las crisis energéticas, motivadas tanto por la incertidumbre e inestabilidad de la oferta y la demanda, así como por los mencionados atributos particulares de la electricidad (Vizcaíno-Sánchez et al., 2010).

Sin embargo, el fenómeno de la desregulación, a pesar de las ventajas provenientes de la mayor competitividad en el sector, también produce un efecto negativo colateral: el incremento de la volatilidad en el precio de mercado de la energía eléctrica. Al respecto surge la necesidad de evaluar estrategias para reducir la exposición a este tipo de riesgo, para lo cual los contratos financieros tradicionales suelen presentar algunas dificultades por la naturaleza del activo subyacente (la electricidad). En este contexto, adquieren relevancia los derivados exóticos como una alternativa viable para el diseño de coberturas.

Las opciones exóticas son un tipo de instrumento derivado que presenta modificaciones en la estructura de resultados y, por lo tanto, en la matriz de pagos, producto de cambios sobre las reglas del contrato respecto a los derivados tradicionales (Fernández & Ariño, 1996; García-Machado et al., 2000; Hull, 2002; Kolb, 2003, 2011). Estas características les otorgan a los instrumentos exóticos mayor flexibilidad, tornándolos atractivos y permitiéndoles adaptarse a situaciones diversas. Si bien el uso de deriva-

dos exóticos en los mercados se ha acrecentado en las últimas décadas, su volumen de negociación todavía es escaso en términos relativos en comparación a los contratos tradicionales, excepto en el mercado energético donde su desarrollo ha sido más vasto (CME Group, 2020).

El presente trabajo pretende profundizar el estudio del riesgo de precio de la energía eléctrica explorando las ventajas de los derivados exóticos en el contexto del mercado energético argentino.¹ Sin embargo, en este país se suscita una situación particular: si bien hubo una fase de desregulación, actualmente, el precio al que las empresas generadoras de energía eléctrica venden se encuentra sujeto a regulaciones que intervienen en el mercado mayorista. Un esquema regulatorio de tipo tarifa máxima, o *price cap*, como el vigente en Argentina 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 algún momento se desregulará nuevamente el mercado energético argentino 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 simulando una situación hipotética de eventuales riesgos de mercado en el escenario de volatilidad de precio de la electricidad y diseñando opciones financieras exóticas que permitan su cobertura. Para ello se plantean dos objetivos específicos: (i) analizar las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y (ii) diseñar estrategias de cobertura con derivados exóticos frente a un hipotético riesgo de precio.

Además del presente apartado introductorio, el artículo se estructura como se describe a continuación. En la sección II se presenta el marco conceptual del mercado energético y derivados sobre la energía eléctrica a nivel internacional, así como antecedentes empíricos sobre el tema. En la

1 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 (Argentina), el cual procura proponer soluciones a problemas de valuación y de cobertura de riesgos asociados a activos reales en contextos como el argentino, a partir de la flexibilidad que otorgan las opciones exóticas.

sección III se describe la situación de la energía en Argentina, en particular en lo que respecta al mercado mayorista. Luego en el punto IV se presenta la metodología para abordar el objetivo propuesto. El apartado V sobre resultados se subdivide en V.1, donde 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 V.2. Finalmente, en el acápite VI del trabajo se delinear las consideraciones finales, limitaciones y futuras líneas de investigación.

II. Marco conceptual y de antecedentes

II.1. Desregulación del mercado de energía y riesgos asociados

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 mercado (Zhang *et al.*, 2012), incluso más del doble o triple que los índices bursátiles. 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 y 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 y 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 y Schwartz, 2002; Mork, 2001; Von der Fehr y 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 y 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 sustancialmente. 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 a 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 y Scholes, 1973; Merton, 1973) no son fácilmente transferibles al mercado de la electricidad debido a sus características particulares (Deng *et al.*, 2001; Oum y 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). Sobre esta alta volatilidad, Velásquez Henao *et al.* (2007) indican que los precios

de la electricidad en mercados competitivos son muy complejos de pronosticar debido a la complejidad del mercado, las limitaciones humanas para procesar la información, las políticas organizacionales, entre otros.

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 y Oren, 2010). Además, los recursos energéticos renovables (por ejemplo, energía eólica y solar) que han sido ampliamente utilizados 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 el aumentará inevitablemente los riesgos que enfrentan los participantes del mercado de la electricidad (Zhang et al., 2012)

II.2. Derivados energéticos y gestión de riesgos

El concepto de “derivados energéticos” hace referencia a un conjunto de contratos sobre subyacentes capaces de ser utilizados como energía, tales como el petróleo, el gas y la electricidad. Incluye tanto contratos tradicionales o vainilla, como exóticos.

En particular, según se explicó en la sección 2.1, los precios spot de la electricidad en los mercados de energía emergentes son altamente volátiles como consecuencia de los atributos físicos únicos de su producción y distribución. 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 (Deng y Oren, 2006).

De acuerdo a Deng y Oren (2006), las lecciones aprendidas de los mercados financieros sugieren que los derivados, 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 (tradicionales y exóticos) así como 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.

En las subsecciones a continuación, se comentan cuáles son los derivados energéticos que se negocian actualmente en diferentes mercados del mundo (apartado II.2.a) y se describen los estudios empíricos que implementan opciones exóticas sobre energía eléctrica (punto II.2.b).

II.2.a. Derivados sobre energía eléctrica existentes en el mercado

La mayoría de los contratos sobre energía eléctrica son negociados en el mercado *over-the-counter* (OTC). 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 la electricidad (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 y,

si bien hay una gran similitud entre todos los contratos, cada país o región tiene su particularidad (ICE, 2020).

En el contexto europeo, 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 Suiza y Alemania, también existen contratos análogos a los mencionados, pero en la determinación del precio del subyacente excluyen el precio de la energía en horas pico. En Alemania se reconocen, además, contratos con vencimiento diario donde el precio del subyacente es el promedio del precio de la energía durante las horas pico de consumo. En el Reino Unido, solo existen contratos con entrega física y vencimiento mensual (ICE, 2020).

En el caso de los EEUU, la oferta de contratos es mayor. Existen futuros “en tiempo real” en los que la cancelación es al final del día con dos variantes: el precio del subyacente a partir del promedio diario del precio de la energía durante la hora pico o 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. Asimismo, existen opciones sobre varios de estos contratos futuros como subyacentes (ICE, 2020).

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, Argentina se ubica en el polo opuesto ya que solo se negocian derivados vinculados al precio del petróleo crudo (MatbaRofex, 2020).

II.2.b. Derivados energéticos exóticos en la literatura empírica

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

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

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

Fuente: elaboración propia con base en revisión de la literatura.

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 fu-

turos 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 y Scholes, 1973), a partir de la determinación de ocho parámetros (d_1 , d_2 , ..., 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.

III. El mercado energético argentino

III.1. Evolución y situación actual

La evolución histórica del mercado eléctrico en Argentina puede verse desmembrada en tres etapas (Fisanotti, 2011): (i) mercado regulado (1900-1989); (ii) mercado desregulado (1989-2002); y (iii) mercado con intervención estatal (2002- actualidad). El desarrollo inicial de la actividad de suministro eléctrico se dio en el marco de la intervención estatal (Ley Federal de la Energía 15.336, 1960). Luego a partir de la década del '90 comenzó un proceso de desregulación donde el Estado abandonó su rol de administrador y planificador para ocupar la función de diseñador y regulador de la actividad (Ley 24.065, 1992; Resolución 38, 1991). Se estableció el Mer-

cado Eléctrico Mayorista (MEM) administrado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Dentro del MEM, 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 (González, 2016).

Finalmente, alrededor del año 2000, comienza la tercera etapa en la evolución del mercado eléctrico argentino, caracterizada por una importante intervención estatal, donde se produjeron numerosas modificaciones en el marco regulatorio que alteraron sustancialmente las condiciones transaccionales de la oferta y demanda de electricidad. En especial, por resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación se fijó un tope al precio spot. Dichos cambios regulatorios afectaron significativamente el margen de rentabilidad de los generadores, las inversiones privadas en generación se redujeron, y la pérdida de atractivo del mercado para los oferentes implicó concentración de los generadores y menor competencia (Fisanotti, 2011).

III.2. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

III.2.a. Agentes y funcionamiento

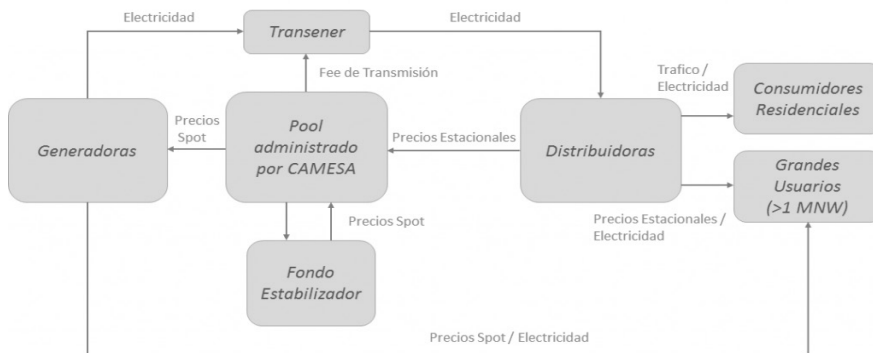
El MEM está conformado por agentes de las tres actividades –generación, transporte y distribución- y por los demandantes: grandes usuarios y usuarios finales. Además de los participantes del MEM y su administrador (CAMMESA), existen dos organismos reguladores: la Secretaría de Energía y el Ente Nacional 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 (convencional: procesos de producción hidráulicos, y no convencional: eólica, solar, biomasa y mareo-motriz) o no renovable (fuentes como petróleo, gas, nuclear y carbón) (CAMMESA, 2020; Maríncola *et al.*, 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. Los actores del segmento de transporte no están habilitados a comprar ni vender la energía eléctrica que transportan (CAMMESA,2020; Maríncola et al., 2019). 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 (CAMMESA,2020; Maríncola et al., 2019). Los consumidores pueden ser usuarios finales (contratan su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores, pagando un “peaje” a los distribuidores por la utilización de las redes eléctricas) o grandes usuarios mayores (GUMA), menores (GUME) y particulares (GUPA) (CAMMESA,2020; Maríncola et al., 2019).

III.2.b. Comercialización de la energía, tipos de mercado y orden de despacho

La comercialización de energía dentro del MEM es gestionada por CAMMESA, organización sin fines de lucro que se encarga del despacho técnico y la administración del SADI. Dicha comercialización de energía se efectúa a través de dos mercados, a término y spot (figura 1 y tabla 2).

Figura 1. Interacción entre agentes del MEM y diferentes precios negociados



Fuente: Pampa Energía (2020).

El **mercado a término (MAT)**² es donde los agentes productores (generadores) y demandantes (distribuidores o grandes usuarios) celebran contratos de abastecimiento por cantidades, precios y condiciones libremente acordadas, imponiendo la regulación del MEM condiciones básicas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración. Los precios se pactan libremente entre las partes y el orden de despacho está regido por el costo marginal. De este modo, los diferimientos entre la producción del generador y los volúmenes de suministro, se comercializan en el mercado spot (CAMMESA,2020; González, 2016; MINEM, 2019).

Por su parte, en el **mercado spot** 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 GUME y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional (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 (PEST). En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. 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. 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 (CAMMESA,2020; González, 2016; MINEM, 2019).

2 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

Fuente: elaboración propia con base en González (2016) y MINEM (2019).

En el MEM, el despacho de la oferta responde a un criterio de mínimo costo. Así, 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. La energía generada por máquinas de rápida respuesta, pero menor eficiencia y con costos de operación mayores atienden las aleatoriedades del sistema y picos de demanda, lo que se conoce como “reserva de potencia”. El costo marginal operativo de la energía eléctrica es el valor del último MWh despachado por la última máquina generadora. (CAMMESA, 2020; González, 2016; Maríncola et al., 2019; MINEM, 2019).

III.2.c. Precio monómico y modalidad de remuneración a generadores

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 (tabla 3 y tabla A.1 en apéndice): energía (factores vinculados a la energía consumida como combustibles, fletes, operación y mantenimiento, servicios), potencia y reserva (ítems asociados a la potencia demandada en días extremos: costos fijos de capacidad instalada y de expansión), y transporte (CAMMESA, 2019).

Analizando los conceptos lo componen, se observa que el precio monómico varía según el consumo de gas y combustibles líquidos, la disponi-

bilidad 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 distribuidores (según corresponda).

Tabla 3. Componentes del precio monómico

Componente	Subcomponente
Energía	Precio energía
	Energía adicional
	Sobrecostos combustibles
	Sobrecostos transitorios de despacho
	Cargo demanda excedente y contratos abastecimiento MEM
Potencia más reserva	Potencia despachada
	Potencia servicios asociados
	Potencia reserva corto plazo y servicios reserva instantánea
	Potencia reserva mediano plazo
Transporte	Transporte alta tensión
	Transporte distribución troncal

Fuente: elaboración propia con base en CAMMESA (2019).

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 [SE]). 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). En especial, se resalta la normativa vigente desde marzo de 2020 que establece valores fijos, en pesos (Res. 31/2020 de la SE) y con indexación suspendida (Nota Administrativa 24910606 /2020 de la SE) para los pagos por potencia y energía de la “capacidad vieja” o sin contratos, que representa aproximadamente el 95% de la energía generada en Argentina³. 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.

³ 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 de remuneración diferencial para energías convencionales (Res. Secretaría de Energía [SE] 1281/2006 [Energía Plus] y 220/2007, Res. Secretaría de Energía Eléctrica [SEE] 21/2016 y 287/2017) y energías renovables, también denominadas “energías nuevas” (programas GenRen, Renovar y MAT ER) aunque actualmente representan menos del 5% de la generación total en Argentina. En tales casos existiría volatilidad real (y no hipotética) en el precio.

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).

IV. Metodología

IV.1. Abordaje y supuestos

El artículo desarrolla 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:

- i. Desregulación del mercado energético en Argentina (inexistencia de un precio máximo fijado).

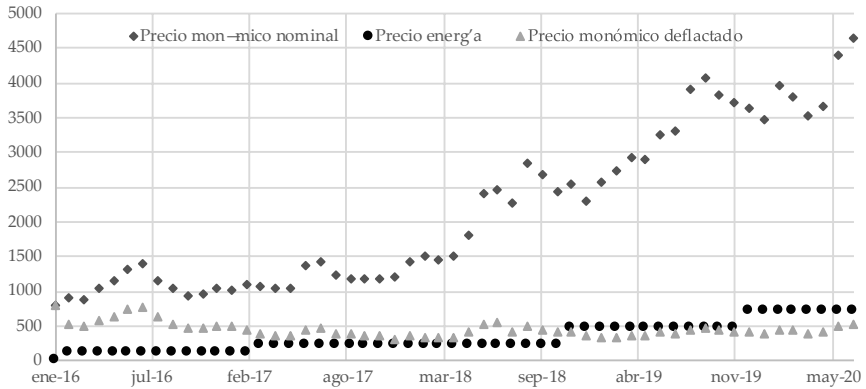
- ii. El precio *spot* de la energía puede asimilarse al precio monómico.
- iii. La variación de precios reales (deflactados) de la energía se calcula a través de rendimientos logarítmicos y su volatilidad mediante desvío estándar de esas variaciones.
- iv. La distribución sobre el precio de la energía es binomial en períodos discretos de tiempo.
- v. La proyección de precios se realiza en moneda actual, sin considerar un incremento inflacionario per sé.

IV.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). La serie del precio monómico nominal se deflacta para ser expresada en moneda de inicio (enero 2016) mediante el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), utilizando la categoría correspondiente a la energía eléctrica, según los datos provistos por la Dirección de Índices de Precios de la Producción del Instituto Nacional de Estadística y Censos ([INDEC], 2022). La evolución temporal de las series de precios comentadas se exhibe en el gráfico 1.

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



Fuente: elaboración propia con base en datos de CAMMESA e INDEC.

Sobre los datos del precio monómico deflactado se calculan variaciones logarítmicas y sobre ellas se estima la volatilidad mediante el desvío estándar de la serie de rendimientos, obteniéndose un valor de 42,45% anual (12,25% mensual)⁴. 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 Argentina en la actualidad es impensable una baja en el precio de la energía en términos nominales, debe tenerse presente que la proyección es en moneda constante. Además, 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.

⁴ En etapas previas de la investigación (Pesce et al., 2020) se estimó la volatilidad de las variaciones sobre la serie del precio monómico nominal, encontrándose resultados similares, con un desvío estándar mensual levemente inferior, de 10,15%.

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.

V. Análisis de resultados

V.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 ($u=1,1304$) y descenso ($d=0,8847$) 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
						\$ 9.688
					\$ 8.570	
				\$ 7.582		\$ 7.582
			\$ 6.708		\$ 6.708	
		\$ 5.934		\$ 5.934		\$ 5.934
	\$ 5.250		\$ 5.250		\$ 5.250	
\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644
	\$ 4.109		\$ 4.109		\$ 4.109	
		\$ 3.635		\$ 3.635		\$ 3.635
			\$ 3.216		\$ 3.216	
				\$ 2.845		\$ 2.845
					\$ 2.517	
						\$ 2.226

Fuente: elaboración propia.

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

Fuente: elaboración propia.

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
							\$ 9.688
						\$ 8.570	
					\$ 7.582		\$ 7.582
				\$ 6.708		\$ 6.708	
			\$ 5.934		\$ 5.934		\$ 5.934
		\$ 5.250		\$ 5.250		\$ 5.250	
	\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644		\$ 4.644
		\$ 4.109		\$ 4.109		\$ 4.109	
Referencias:			\$ 3.635		\$ 3.635		\$ 3.635
Escenario 1				\$ 3.216		\$ 3.216	
Escenario 2					\$ 2.845		\$ 2.845
Escenario 3						\$ 2.517	
Escenario 4							\$ 2.226

Fuente: elaboración propia.

V.2. Diseño de opciones para cubrir el riesgo de precio de la energía eléctrica

V.2.a. Caso de 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.

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

Ecuación 1

Siendo V 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	\$ 5.934	No	\$ 0
Escenario 2	\$ 7.582	No	\$ 0
Escenario 3	\$ 4.644	Sí	\$ 356
Escenario 4	\$ 3.635	Sí	\$ 1.365

Fuente: elaboración propia.

*V.2.b. Caso de 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., 2021). 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.

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

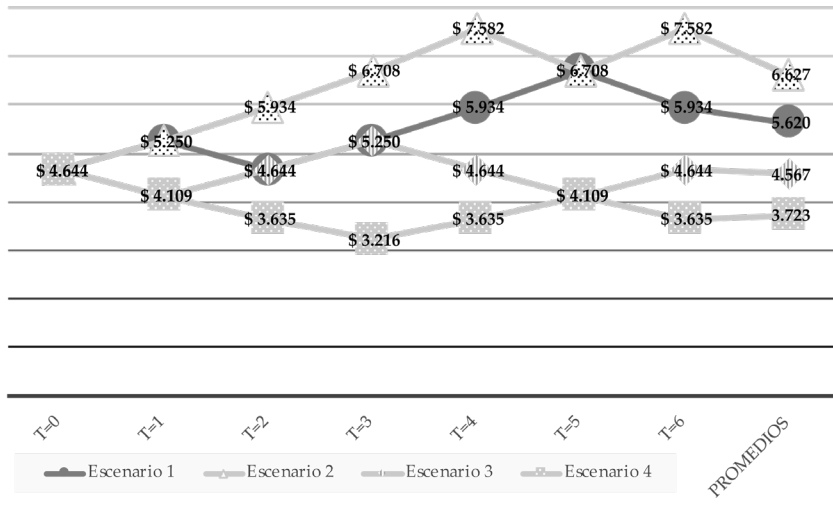
Para los escenarios simulados, se obtendrían los resultados de precios promedios y valores intrínsecos plasmados en la tabla 9 e ilustrados en el gráfico 2. En estos casos los resultados respecto al ejercicio del derecho que otorga el *put* no difieren cualitativamente de los del caso a), sobre una opción 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 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	\$ 5.620	No	\$ -
Escenario 2	\$ 6.627	No	\$ -
Escenario 3	\$ 4.567	Sí	\$ 433
Escenario 4	\$ 3.723	Sí	\$ 1.277

Fuente: elaboración propia.

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



Fuente: elaboración propia.

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 II.2.a, 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.

V.2.c. Caso de 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.*, 2021).

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.

Si $S \leq$ barrera en sendero; $VI_{put} = \max(X - S; 0)$; $VI_{put} = 0$ 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 y el gráfico 3 que en los escenarios 3 y 4, se rompe la barrera dado que el precio del activo subyacente en el sendero de evolución se ubica por debajo de los 4500 \$/MWh y se ejerce el derecho dado que *S* al vencimiento está por debajo del precio de ejercicio de 5000 \$/MWh. Por el contrario, en los escenarios 1 y 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 <i>down</i> ?	S en t= vencimiento	Ejercicio	Valor intrínseco
Escenario 1	No	\$ 5.934	No nace derecho	\$ 0
Escenario 2	No	\$ 7.582	No nace derecho	\$ 0
Escenario 3	Sí, en t=1 y t=5	\$ 4.644	Sí	\$ 356
Escenario 4	Sí, en todo t	\$ 3.635	Sí	\$ 1.365

Fuente: elaboración propia.

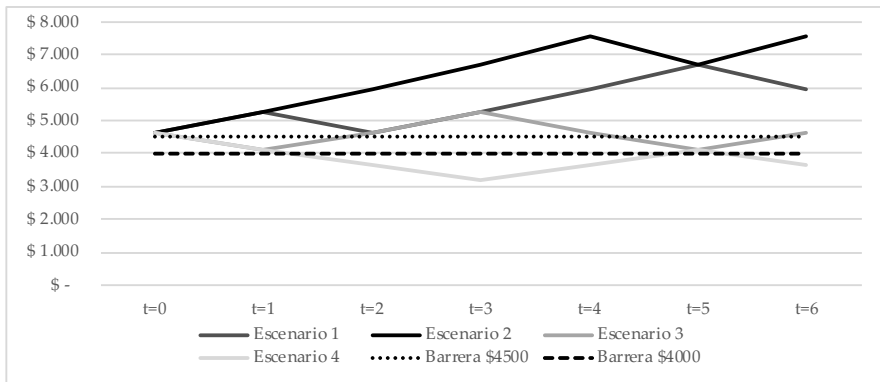
Complementariamente y con fines ilustrativos, se diseña un contrato con una barrera más baja, que por supuesto tendrá una prima menor (cobertura menos eficaz pero más barata). En este caso, la opción solo alcanza la barrera en el escenario 4. En el escenario 3, en donde sería deseable que el derecho se haya activado porque amerita su ejercicio, el sendero de precios de S no toca la barrera (tabla 11 y gráfico 3).

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	\$ 5.934	No nace derecho	\$ 0
Escenario 2	No	\$ 7.582	No nace derecho	\$ 0
Escenario 3	No	\$ 4.644	No nace derecho	\$ 0
Escenario 4	Sí, en varios t	\$ 3.635	Sí	\$ 1.365

Fuente: elaboración propia.

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



Fuente: elaboración propia.

Complementariamente a los casos simulados, podría suceder que en el sendero de precio del subyacente se alcance la barrera en algún t (es decir $S \leq$ barrera) lo cual activa la posibilidad de ejercer el derecho de venta en un *put* barrera tipo *knock in*, pero que este no sea ejercido porque el valor

de subyacente culmina por encima del precio de ejercicio ($S > X$). Por el contrario, también podría ocurrir que por el valor de S al vencimiento hubiese sido conveniente ejercer el derecho, pero que éste no se haya activado porque el precio del activo subyacente no alcanza la barrera en ningún t . En resumen, la evolución del precio del activo subyacente es determinante del nacimiento del derecho que otorga la opción (en la comparación de S en cualquier t durante la vida del contrato con el nivel de la barrera) y de la conveniencia de su ejercicio (en la comparación de S al vencimiento versus X). De este modo se pueden presentar las alternativas ilustradas en la tabla 12.

Tabla 12. Alternativas de nacimiento y ejercicio del derecho de una opción *put* barrera

Análisis → ↓ Sí		¿Nace el derecho? (S rompe la barrera en opciones knock in)	
		No	
¿Es conveniente el ejercicio del derecho? ($S \leq X$)	Sí	El derecho se activa y la opción se ejerce (ej. escenario 4 tabla 11)	El derecho no se activa, aunque hubiese sido conveniente ejercer la opción (ej. escenario 3 tabla 11)
	No	El derecho se activa, pero no conviene ejercer la opción (ej. si S baja a \$ 3900 pero culmina en \$ 5100)	El derecho no se activa, pero no hubiese sido conveniente ejercer la opción (ej. escenario 2 tabla 11)

Fuente: elaboración propia.

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 redundaría 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 -tradiciona-

les 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.

VI. Consideraciones finales

La experiencia indica que los mercados de energía eléctrica desregulados, fomentan la competitividad, estimulan las inversiones y por ende redundan en mayor calidad del servicio de electricidad, aunque al mismo tiempo suponen un importante desafío para sus participantes: gestionar riesgos volumétricos y de precios. En este contexto, las opciones exóticas se presentan como instrumentos adecuados en la cobertura de tales riesgos dado que su flexibilidad les permite incorporar la naturaleza y características particulares del activo subyacente, en especial, su imposibilidad de almacenamiento.

Se reconocen diversos estudios con análisis empíricos para la cobertura de riesgo de precios de energía en mercados desregulados, en los que ya existen derivados energéticos para mitigar la volatilidad en el precio, tal como sucede en Brasil (Barreto de Oliveira *et al.*, 2019); Colombia (Contreras *et al.* 2014, Vizcaíno-Sánchez *et al.*, 2011), Estados Unidos (Deng *et al.*, 2001; Zhang *et al.*, 2005), Italia (Bruno *et al.*, 2003), países nórdicos (Vehviläinen, 2002), entre otros. En el presente trabajo el aporte radica en abordar un problema hipotético al examinar el tema de interés intrínsecamente asociado al contexto elegido para el estudio. En este sentido, el artículo analiza las particularidades del mercado de energía eléctrica mayorista argentino y diseña estrategias de cobertura a partir de derivados exóticos de un hipotético riesgo de precio de la electricidad.

Si bien en el mercado energético argentino actualmente los precios de las empresas generadoras están regulados, el ejercicio de diseñar instrumentos de cobertura para un escenario hipotético de volatilidad permite realizar ciertas consideraciones. En particular, la comparación entre opciones tradicionales (*put vainilla*) y exóticas (*put asiático* y barrera *knock in*) muestra que estas últimas brindan una cobertura flexible y con ciertas ventajas que las colocarían como instrumentos más adecuados. Al respecto, se observa que: (1) las opciones asiáticas serían instrumentos conve-

nientes 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; (2) 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 respecto a las tradicionales, al tratarse de opciones con primas inferiores por las condiciones que se adicionan para que el derecho que otorga la opción se active.

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 de regulaciones que rigen en el MEM en Argentina para entender su funcionamiento y la interacción entre sus agentes. 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 este país derivados energéticos sobre la electricidad. Sin embargo, 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.

Como propuesta para continuar con los avances en esta línea de investigación, se planifican futuros trabajos para proceder con 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 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.

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. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.03.010>
- Bellalah, M. (2006). "On derivatives and information costs. *International Review of Economics & Finance*", 15(1), 30-51. <https://doi.org/10.1016/j.iref.2004.03.002>
- 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". In 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.
- CME Group (2020, 16 de diciembre). *Energy average price options*. <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/energy-average-price-options.html>
- 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. [https://doi.org/10.1016/S0167-9236\(00\)00112-3](https://doi.org/10.1016/S0167-9236(00)00112-3)
- Deng, S., & Oren, S. (2006). "Electricity derivatives and risk management". *Energy*, 31(6-7), 940-953. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.015>
- Díaz Contreras, J. A., Macías Villalba, G. I., & Luna González, E. (2014). "Estrategia de cobertura con productos derivados para el mercado energético colombiano". *Estudios Gerenciales*, 30(130), 55-64. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.02.008>
- Fernández, P. & Ariño, M. (1996). "Derivados exóticos" [Documento de investigación 308. Centro Internacional de Investigación Financiera (CIIF) y División de Investigación IESE]. Universidad de Navarra. <https://core.ac.uk/download/pdf/6626546.pdf>
- 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>
- García Machado, J., Sancha-Dionisio, M., Tejero-Rioja, C., & Toscano-Pardo, D. (2000). "Opciones exóticas". *Boletín Económico de ICE*, 2673, 1-8. <https://core.ac.uk/download/pdf/60648813.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. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.386285>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.rfe.2004.12.001>
- Hull, J. (2002). *Introducción a los mercados de futuros y opciones (4ta Edición)*. Prentice-Hall.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), Dirección Nacional de Estadísticas de Precios. Dirección de Índices de Precios de la Producción (marzo de 2022). "*Índice de precios internos al por mayor, índice de precios internos básicos al por mayor e índice de precios básicos del productor. Diciembre de 2015-marzo de 2022*". INDEC. https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/economia/series_sipm_dic2015.xls
- 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., & Owen, S. S. (2002). "Exotic Options for Interruptible Electricity Supply Contracts". *Operations Research*, 50(5), 835-850. <https://doi.org/10.1287/opre.50.5.835.371>
- Kolb, R. (2003). *Futures, Options, and Swaps*. Blackwell Publishing.
- Kolb, R. (2011). "Exotic Options". En R. Kolb & J. Overdahl (2010). *Financial Derivatives: Pricing and Risk Management*. JohnWiley & Sons.
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2013.12.029>
- 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. & 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>
- 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. <https://doi.org/10.1287/deca.1090.0167>
- 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. V., Chávez, E., Moral, M. de la P., & Rivero, M. A. (2021). "Opciones exóticas: conceptualización y evolución en la literatura a partir de una revisión sistemática". *Lecturas de Economía*, (95). <https://doi.org/10.17533/udea.le.n95a342627>
- Pesce, G., Pedroni, F. V., El Alabi, E., & Di Rocco, P. (22 y 23 de octubre de 2020). "Mercado de energía eléctrica mayorista en la Argentina: ¿Y si hubiese riesgo de precio? Una propuesta de derivados exóticos" [ponencia]. XL Jornadas Nacionales de Administración Financiera (evento virtual). Sociedad Argentina de Docentes en Administración Financiera (SADAF). <https://repositoriodigital.uns.edu.ar/handle/123456789/5591>
- 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° 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° 31 de 2020 de la Secretaría de Energía (SE). Modificación a la Resolución 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (SRR-ME), publicada el 27 de febrero de 2020 en el B.O. N° 34316 (Argentina).
- Roldán-Noguera, G. L. y Gómez-Bahamón, F. A. (2020). Uso de instrumentos derivados en el mercado de energía eléctrica en Colombia: posibilidades para EM-CAL, Tesis de Maestría de Pontificia Universidad Javeriana. http://vitela.javerianacali.edu.co/bitstream/handle/11522/13533/Usos_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. <https://doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.03528>
- Vehvilainen, I. (2002). "Basics of electricity derivative pricing in competitive markets". *Applied Mathematical Finance*, 9(1), 45-60. <https://doi.org/10.1080/13504860210132879>
- Velásquez Henao, J., & Dyer Resonsew, I., & Castro Souza, R. (2007). "¿Por qué es tan difícil obtener buenos pronósticos de los precios de la electricidad en mercados competitivos?". *Cuadernos de Administración*, 20(34), 259-282. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=20503412>
- 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. <https://doi.org/10.1109/IPEC.2005.206889>
- Zhang, S., Fu, X., & Wang, X. (2012). "Effects of Option Contracts on Electricity Markets: A Cournot Equilibrium Analysis". *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2012.6307417>
-

Apéndice

Tabla A.1. Descripción de los componentes del precio monómico

Componente	Subcomponente	Descripción
Energía	Precio energía	Precio spot regulado que reciben las generadoras.
	Energía adicional	Pérdidas que toda red eléctrica tiene y, consecuentemente, genera una diferencia entre la energía generada y la consumida.
	Sobrecostos combustibles	El combustible es provisto por CAMMESA y su valor no está completamente incorporado en el precio fijo recibido por las generadoras.
	Sobrecostos transitorios de despacho	Todos los costos por encima del precio spot fijo sin considerar los componentes previamente mencionados.
	Cargo demanda excedente y contratos abastecimiento MEM	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).
Potencia más reserva	Potencia despachada	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.
	Potencia servicios asociados	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.
	Potencia reserva corto plazo y servicios reserva instantánea	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.
	Potencia reserva mediano plazo	Es la reserva de generación en condiciones de pico del sistema para cubrir la demanda máxima del mismo.
Transporte	Transporte alta tensión	Instalaciones de distribución 500 y 220 kV
	Transporte distribución troncal	Instalaciones de distribución menores a las 220 kV.

Fuente: elaboración propia con base en CAMMESA (2019).