

Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina

por
Maximiliano Landrein
mlandrein@fyo.com

Indice

1. INTRODUCCIÓN	3
2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO	3
2.1 LOS ACTORES DEL MEM	6
2.1.1 Generadores.....	7
2.1.2 Autogeneradores	8
2.1.3 Grandes Usuarios	8
2.1.4 Distribuidores.....	9
2.1.5 Comercializadores.....	10
2.2 MERCADO SPOT Y MERCADO A TÉRMINO (MAT)	10
2.2.1 Tipo y Número de Contratos	11
2.2.2 El Precio Spot	12
2.2.3 Volatilidad del Precio Spot.....	13
2.2.4 Causas de Volatilidad.....	16
3. LOS MERCADOS DE FUTUROS Y OPCIONES ELÉCTRICOS	18
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE FUTUROS.....	18
3.1.1 Contratos de futuros y contratos a término.....	19
3.2 EXPERIENCIA INTERNACIONAL CON FUTUROS ELÉCTRICOS.....	20
3.2.1 Australia	20
3.2.2 Nueva Zelanda:	21
3.2.3 Países Escandinavos:.....	21
3.2.4 Estados Unidos.....	22
3.3 ESTRATEGIAS DE COBERTURA Y COMERCIALIZACIÓN	25
3.3.1 Generadores.....	26
3.3.2 Grandes Usuarios	32
3.3.3 Distribuidores.....	36
4. CONCLUSIONES	39
5. BIBLIOGRAFÍA	40

1. Introducción

La desregulación de sectores tradicionalmente definidos por el Estado como monopólicos es un proceso que se ha dado durante la década de los 90` en todo el mundo. La ineficiencia del Estado como proveedor de bienes y servicios provocó una nueva distribución de responsabilidades en la provisión de los servicios “públicos” dando al sector privado una mayor participación. Privatizaciones, nuevas formas de concesión, mecanismos regulatorios con incentivos competitivos se han utilizado con el fin de aumentar la performance en sectores como las telecomunicaciones, el transporte urbano, los ferrocarriles, las rutas, la infraestructura portuaria, el agua corriente, el gas, y el sector eléctrico, entre otros.

El Estado argentino impulsó cambios en la forma de provisión de gran parte de los servicios que proveía, y el sector eléctrico, que enfrentaba a fines de los años '80 una situación terminal, no escapó a esta transformación y sufrió un proceso de desregulación y privatización que cambió radicalmente la estructura del sector.

Una regulación con incentivos a la competencia trajo buenos resultados. Según Badaraco (1999) *“A partir de los resultados obtenidos y más que en ningún otro sector económico, el sector eléctrico muestra una posición internacional destacada, por haber pasado desde el desabastecimiento a la exportación de energía eléctrica, por haber disminuido la inversión promedio de 6000 U\$S por cada kW de incremento de demanda a menos de 1000 U\$S por kW, por que a través del libre acceso y la libre competencia se alcanzaron niveles de precios mayoristas inferiores a los vigentes en los mercados desarrollados, en un contexto donde la calidad del servicio es superior a la previa. Un aspecto adicional, con efectos positivos para la economía en su conjunto, es que este proceso trajo la participación de veinte empresas del sector eléctrico, cada una de ellas de primer nivel en sus respectivos mercados de origen, que solo en generación han invertido 4000 millones de U\$S hasta la fecha y han puesto en marcha proyectos por otros 2000 millones”*.

El grado de desarrollo del mercado eléctrico argentino hace necesario evaluar la posibilidad de introducir un mercado de futuros donde los actores del mismo puedan administrar el riesgo precio que enfrentan por las posiciones que asumen en el mercado spot.

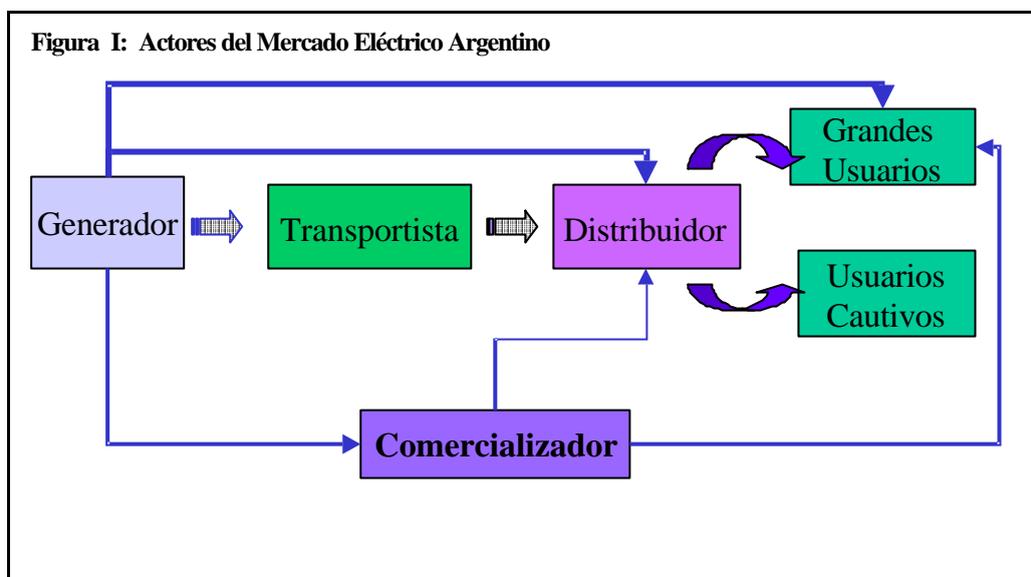
Este trabajo tiene como objetivo realizar una presentación del sector eléctrico y de cómo se podrían utilizar contratos de futuros y opciones eléctricos en la cobertura de riesgo precio. En la primera sección se presentan las características del mercado eléctrico argentino, sus actores, el mercado spot y el mercado a término. En la segunda sección se explican conceptos básicos sobre futuros, se describe la experiencia internacional y se analizan ejemplos de cobertura y comercialización con futuros y opciones para cada uno de los agentes.

2. Estructura del Mercado Eléctrico Argentino

En esta sección se describen las características del mercado eléctrico argentino actual con el fin de ilustrar su grado de desarrollo, y asimismo relevar cuáles son los elementos básicos que permitirían la instrumentación de un mercado de futuros y opciones eléctricos.¹

¹ Esta sección es un extracto del reporte “Evaluación de Contratos de Futuros y Opciones Eléctricas en Argentina” preparado por el Dr. Manuel Abdala para Rofex.

En la Argentina, la Ley 24.065 de 1992 y sus correspondientes decretos y resoluciones reglamentarias marcaron el comienzo del proceso de desregulación, fijando un nuevo marco de regulación del sector y estableciendo la separación entre generación, distribución y transporte de energía eléctrica. Asimismo, se permitió la operación de comercializadores. La **Figura I** muestra los actores actuales del mercado eléctrico argentino, y las relaciones comerciales entre éstos.



En la **Figura I** se muestra la separación de las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización que anteriormente se encontraban centralizadas en empresas integradas verticalmente, y de propiedad estatal. Los generadores son los productores de energía, venden su energía a distribuidores y comercializadores a través de contratos a término (*forwards*) o venden en el mercado spot mayorista. Los distribuidores son los mayores demandantes del sistema, tienen clientes cautivos y no cautivos (grandes usuarios) por lo que no solo “distribuyen” energía eléctrica a través de sus redes de baja tensión sino que también realizan la “comercialización” final de la electricidad. Los transportistas, por su parte, son los operadores de las redes de alta y media tensión, y tienen prohibida la compra/venta de energía eléctrica.

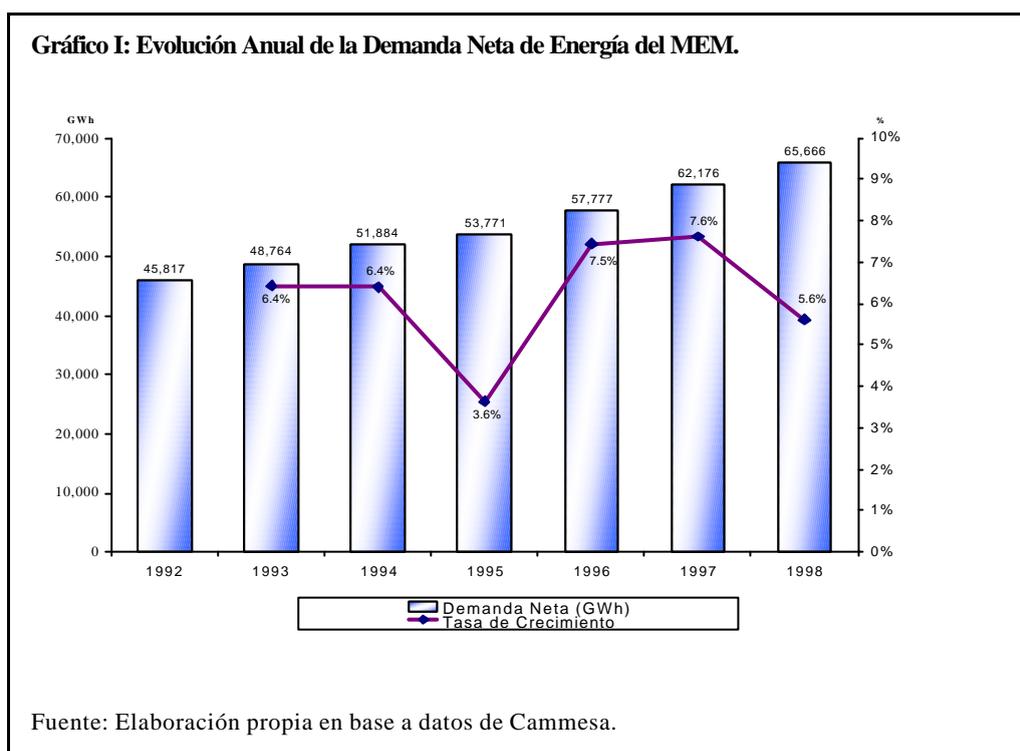
La definición de gran usuario depende del umbral de consumo por el cual la Secretaría de Energía determina quiénes están habilitados para comprar directamente en el mercado mayorista. Un gran usuario puede comprar energía directamente de los generadores, de los comercializadores o de los distribuidores. De acuerdo a su tamaño y condiciones de acceso al MEM, los grandes usuarios se clasifican en GUMAS (grandes usuarios mayores), GUMES (grandes usuarios menores) y GUPAS (grandes usuarios particulares).

En 1992 se creó Cammesa como el operador del sistema, comprendiendo sus funciones la coordinación del despacho, la responsabilidad de establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN).² Es importante notar que todas las regiones del país, con la excepción del extremo sur de la Patagonia, se encuentran interconectadas por el SIN a diferencia de lo que sucede en países donde los mercados se encuentran regionalizados.

² Cammesa es una sociedad anónima, compuesta en partes iguales por el Estado Nacional y cuatro asociaciones civiles que nuclean a los generadores, transportista, distribuidores y grandes usuarios.

La reforma del sector eléctrico condujo a la disminución de los precios de electricidad, la mejora de la *performance* de los activos existentes, el aumento de la eficiencia global, la rápida entrada de nueva generación y al alto nivel de competencia en el mercado.

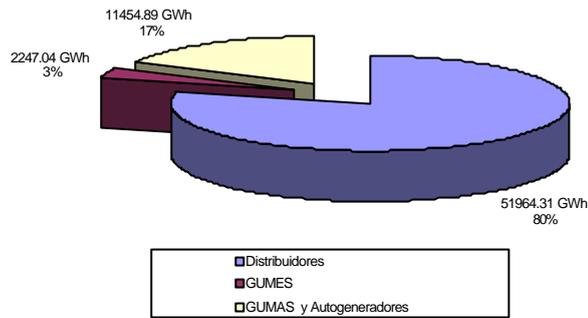
Desde 1992 la demanda neta de energía en el MEM muestra un crecimiento sostenido, manteniendo tasas de crecimiento anual de entre 3,6 % y 7,6%. Entre 1992 y 1998 la demanda neta de energía aumentó un 7% anual en promedio, pasando de 45.817 GWh en 1992 a 65.666 GWh en 1998. El **Gráfico I** detalla la evolución de la demanda neta y las tasas de crecimiento.³



De los 65.666 GWh demandados en 1998, el 80% correspondió a las distribuidoras, el 17% a los GUMA y autogeneradores y el 3% a los GUME, tal como muestra el **Gráfico II**.

³ La demanda neta no toma en cuenta las pérdidas que se dan en la transmisión de energía desde los generadores a los demandantes (distribuidores, grandes usuarios, etc.)

Gráfico II: Energía Comercializada en el MEM (GWh), por Tipo de Agente.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Cammesa

2.1 Los actores del MEM

Los agentes reconocidos del MEM son aquellos generadores, autogeneradores, cogeneradores, transportistas, distribuidores -incluyendo distribuidores de jurisdicción provincial-, los comercializadores y las empresas de países interconectados que han sido autorizados a operar en el MEM por la Secretaría de Energía.

El número de agentes reconocidos ha pasado de 60 en 1993 a 2.101 en mayo de 1999. El 93% de los agentes son Grandes Usuarios (mayores, menores y particulares) y el resto se divide entre generadores, cogeneradores, autogeneradores, transportistas, distribuidores y comercializadores. El **Cuadro I** muestra la evolución del número de agentes en el MEM en los últimos cinco años. La cantidad de contratos crece en forma proporcional al número de grandes usuarios reconocidos como agentes del MEM, ya que los mismos tienen obligación de entrar en un contrato a término para poder acceder a comprar energía en el mercado mayorista.

Cuadro I: Cantidad de Agentes por Actividad

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999*
Autogeneradores	2	5	9	9	11	12	12
GUMAS	9	69	189	246	331	373	381
GUMES	-	-	207	458	793	1497	1554
Transportistas	6	13	20	20	24	29	42
Distribuidores	21	21	23	25	28	28	45
Generadores	22	27	33	38	40	40	40
Cogeneradores	-	-	-	-	2	3	3
Comercializadores	-	-	-	-		1	2
GUPAS							22
TOTALES	60	135	481	796	1229	1983	2101

Fuente: Datos de Cammesa

Nota: *Datos al mes de Mayo. Con posterioridad a esta fecha, existían al menos tres comercializadores más reconocidos como agentes del MEM.

A continuación se describen las características de los principales actores que, como se verá más adelante, se beneficiarían de los instrumentos de cobertura de riesgos dados por un mercado de futuros.

2.1.1 Generadores

Para un generador vinculado al MEM su costo unitario de producción está dado por el costo de operación y mantenimiento más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado. Cuanto más alejado del centro de carga y cuanto menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada desde ese nodo.

El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Los Generadores venden su producción al mercado spot recibiendo por la misma los precios que rijan en el mismo hora a hora o pueden poseer contratos de abastecimiento con un Distribuidor o con un Gran Usuario, cobrando en cada hora por su producción de la siguiente forma:

- Hasta el nivel de su contrato su generación será considerada en el Mercado a Término.
- Cuando su nivel de generación está sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el mercado spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado.

En el caso que un Generador tenga que cumplir con sus obligaciones contractuales y no pueda despachar por costo, restricciones propias o de transporte, el generador tiene que comprar al mercado spot a precios de mercado. En general, los generadores que prevén restricciones de transporte pueden haber incluido cláusulas contractuales en donde pasan este riesgo al comprador.

Los Generadores que presentan el mayor monto comercializado son Central Puerto (14,7%), Central Costanera (12,2%), Yacyretá (10,3%), Nucleoeléctrica Argentina (8,2%), CTM Salto Grande (6,5%), C.T. San Nicolás (5,8%), Hidroeléctrica El Chocón (4,3%), Central Piedrabuena (4,1%), Hidroeléctrica Piedra del Águila (3,6%). En el **Anexo I** se incluye un listado completo de los generadores, ordenados según el monto comercializado en el Mercado Spot y en el Mercado a Término.

2.1.2 Autogeneradores

Los autogeneradores, como su nombre lo indica, generan para su propio consumo. Por lo general se trata de unidades productivas cuya actividad no sólo requiere de un consumo de energía intensivo sino que además requiere de condiciones de confiabilidad de abastecimiento muy altas. Los autogenerados pueden vender la energía excedente a otros usuarios mediante contratos o en el mercado spot y también cuando su propia energía le es insuficiente pueden comprar energía mediante contratos o en el mercado spot. Las compras y/o ventas las realizarán en las horas que su patrón de consumo y de generación lo permitan.

En 1998, los autogeneradores eran 12: Aceros Zapla S.A., Cladd S.A., Esso Sapa –Pta. Campana, Ledesma SAAI, Liquid Carbonic S.A. P.B. Vista, Liquid Carbonic S.A. P.F. Varela, Molino Juan Semino S.A, Nidera Saforcada –Junin, Shell Capsa Pta. Dock Sud, Siderar Pta. Ind. San Nicolás, YPF Autogenerador Pza. Huincul e YPF Yac. P. Hernandez.

2.1.3 Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios se clasifican según su nivel de consumo en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Los requisitos para ser considerado GUMA son:

- Tener, como mínimo, en cada punto de conexión física una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que UN (1) MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh por año,
- Contratar, por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con un Generador reconocido por el MEM, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior,
- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 (cuatro) períodos trimestrales,
- Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, leído en forma remota por CAMMESA, llamado equipamiento SMEC,
- Contar con un esquema de Alivio de Carga.

Los requisitos para ser considerado GUME son:

- Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 100 KW, y menor a 2000 KW,
- Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador reconocido por el MEM,
- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 (cuatro) períodos trimestrales (1 año).

En general, la mayoría de los contratos a término que celebran los GUMA con los generadores son sencillos y pactados a precio fijo con una duración que varía entre 1 a 2 años. Las transacciones comerciales se llevan a cabo directamente entre GUMAS y generadores, aunque Cammesa conoce los detalles de los contratos.

Aproximadamente el 43% de los contratos de los GUME están ligados al precio spot o al precio estacional más un margen (p.e. estacional (E) + 3%). A los GUME les factura la distribuidora, que además de esto les cobra un peaje por uso de redes y un cargo de medición. Los generadores reciben finalmente el precio estacional o spot más el *markup* a través de Cammesa.

Los requisitos para ser considerado GUPA:

- Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 50 KW, y menor a 100 KW,
- Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador reconocido por el MEM,
- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 (cuatro) períodos trimestrales (1 año).

2.1.4 Distribuidores

Los distribuidores cobran precios regulados a los usuarios finales. En general los mismos se fijan en base al costo de compra de la energía en el mercado mayorista, más un componente denominado valor agregado de distribución (VAD), el cual debería cubrir los gastos de operación y mantenimiento de redes de distribución, los gastos de comercialización y administración, y una cierta rentabilidad por el riesgo empresario. A su vez, en el costo de compra de la energía la regulación usualmente le reconoce un cierto porcentaje de pérdidas de energía denominadas pérdidas técnicas y que para un operador eficiente se ubican entre un 8 a 10% del total de la energía comprada⁴.

Con respecto al costo de la energía, por sus compras en el Mercado Spot los distribuidores pagan a Cammesa el precio estacional⁵ y se les reconoce como costo a ser pasado a los usuarios finales (“pass-through”) el mismo precio estacional, de forma tal que básicamente no corren riesgo de precios por sus compras en el spot⁶. El precio estacional es una proyección que realiza Cammesa sobre el precio spot esperado en el trimestre venidero. Como el precio pagado por los distribuidores (el precio estacional) no coincide mes a mes con el precio spot (que fija la retribución real de los generadores) Cammesa administra un Fondo de Estabilización de la energía eléctrica para atender las fluctuaciones y variaciones entre lo esperado (estacional) y lo real (spot). El procedimiento que utiliza Cammesa para fijar el precio estacional lleva a que los saldos del Fondo de Estabilización tiendan a ser neutros en el largo plazo, de forma de evitar sesgos sistemáticos que pudieran provocar un desfase grande entre lo pagado por distribuidores y lo percibido por generadores en las compras/ventas en el mercado spot.

Asimismo, para sus compras mediante contratos, la forma de recuperar este gasto varía dependiendo de la jurisdicción y de si son contratos “heredados” o nuevos. Existen algunas empresas como EDENOR y EDESUR que tienen contratos que han “heredado” con la concesión, en cuyo caso los gastos de la energía comprada mediante ellos puede ser trasladada a los usuarios finales⁷. Se denomina a estos contratos, contratos con *pass-through*. Para los contratos no heredados el regulador siempre tiene temor de que se puedan trasladar precios altos a los usuarios finales cautivos, por lo que en general no se les permite realizar traslado de dichos gastos de compra. En estos contratos sin *pass-through*, se origina un riesgo comercial entre el precio pactado en el contrato a término y su costo de oportunidad, el precio estacional.

Dada la existencia del sistema de precios estacionales, el riesgo precio de los distribuidores está mayormente cubierto, por lo que cabe preguntarse, ¿por qué los distribuidores igualmente celebrarían contratos nuevos? La razón principal se debe encontrar en la necesidad de garantizarse cantidades de suministro adecuados para atender su demanda a riesgo de ser severamente penalizado, de acuerdo a las condiciones de los contratos de concesión. Por otra parte, el sistema de despacho prevé que en caso de faltantes de oferta (generación) los distribuidores y grandes usuarios con energía contratada tienen prioridad sobre aquellos que compran en el spot.

Como se mencionó, un aspecto importante de destacar es la existencia de pérdidas de energía por transmisión en la red de distribución. Los distribuidores compran un volumen determinado de energía pero parte de ella se pierde en la transmisión. El regulador le reconoce en el costo de compra de la energía mayorista un determinado porcentaje de dichas pérdidas. Muchas veces este porcentaje autorizado es menor al real.

Las distribuidoras con mayor monto de energía comercializada son EDENOR (22,45%) y EDESUR (22,26%), seguidos por EPEC (8,99%), EPESF (7,78%), EDEN (7,24%), EDEA (5,81%), EMSE (3,01%),

⁴ En el proceso de transporte, hay un porcentaje de la electricidad que se “pierde” por razones físicas. Estas son las denominadas pérdidas técnicas. Otro porcentaje de la electricidad nunca es facturado por los distribuidores a sus clientes por otros motivos, principalmente por hurto o mala gestión del distribuidor. Estas pérdidas se denominan pérdidas no técnicas, casi siempre relacionadas con hurto o fraude.

⁵ Para una descripción del precio estacional, ver punto 2.2.2.

⁶ Como se verá más adelante, existe un riesgo de precios concentrado en las pérdidas de energía no reconocidas en el pass-through.

⁷ En el caso de EDENOR y EDESUR, estos contratos terminarán en abril del 2000.

EDELAP (2,22%), y EDET (2,13%). En el **Anexo III** se incluye un listado de distribuidoras ordenadas según el monto de energía comercializada en el mercado a término y en el mercado spot.

2.1.5 Comercializadores

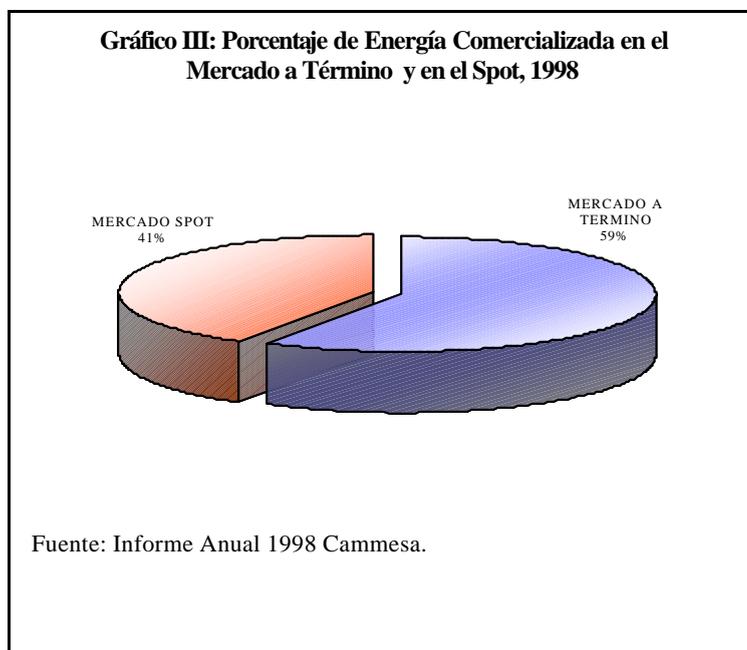
Los comercializadores cumplen un rol importante en el mercado eléctrico ya que actúan como intermediarios, no sólo comprando y vendiendo energía sino también acercando a la oferta y la demanda y aconsejando estrategias de compra a distribuidores y grandes usuarios. En la Argentina, la figura legal del comercializador es muy reciente. En mayo de 1999 existían formalmente dos, y a septiembre este número se había extendido a cinco. Se espera que en el futuro el número de comercializadores se expanda rápidamente.

2.2 Mercado Spot y Mercado a Término (MAT)

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de:

- Un Mercado a Término (MAT): con contratos de cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- Un Mercado Spot: con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo en el Centro de Cargas del Sistema y elaborado en base a las declaraciones de costos marginales de corto plazo de los generadores.
- Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.⁸

En el **Gráfico III** se muestra que del total de energía comercializada (GWh), el 59% se realizó a través del MAT y el 41% a través del Mercado Spot.



⁸ Los Procedimientos de Cammesa, Capítulo 1.

El **Cuadro II** muestra el monto anual comercializado en el MEM en 1998 por tipo de mercado, para cada grupo de agentes.

Cuadro II: Monto Anual Comercializado en el MEM en 1998. (Millones de \$)

	Mercado a Término		Spot		Total \$
	\$	%	\$	%	
Distribuidoras	905,00	54	764,01	46	1.669,01
GUMA	244,40	80	61,78	20	306,17
Generadores	1.124,73	65	605,90*	35	1.730,62**
Cogeneradores	22,09	68	10,49	32	32,58
Autogeneradores	0,21	6	3,08	94	3,29
Comercializadores	1,13	76	0,35	24	1,48

Notas: * El monto presenta el monto anual neto comercializado por los Generadores en el Mercado Spot, ya que en realidad en 1998 realizaron ventas por \$ 978 millones y compras por \$ 373 millones.

** Si se considera el monto total de las transacciones, el mismo es de alrededor de \$ 2.475 millones ya que se incluirían ventas y compras de energía en el Spot.

Del **Cuadro II**, surge que los principales demandantes de energía, en base al monto anual comercializado, son las distribuidoras con \$ 1.664,06 millones, seguidos por los GUMAS con \$ 306,17 millones. Del monto total comercializado por las distribuidoras, correspondió \$ 900 millones (54%) en el MAT y \$ 764 millones (46%) en el Mercado Spot. Del monto total comercializado por las GUMAS correspondió \$ 244 millones (88%) en el MAT y \$ 61 millones (20%) al Mercado Spot.

2.2.1 Tipo y Número de Contratos

En el MAT, los contratos pueden ser pactados por potencia o por energía:⁹

- En un contrato de reserva fría de potencia un generador compromete la disponibilidad de potencia como reserva para ser convocada por el contratante. La máquina contratada a estos efectos sólo intervendrá en el despacho del MEM y generará en la medida que resulte convocada por Cammesa. Estando despachada, la generación se ajustará a las condiciones contratadas y no será comercializada en el mercado spot ni intervendrá en la fijación de precios horarios. El generador cobrará por la potencia puesta a disposición dentro del contrato –sea convocada o no- y cuando resulte convocada cobrará por la energía generada de acuerdo a las cláusulas contractuales. En general estos contratos se usan p.e. entre generadores para cubrirse por fallas de generación, pero no son muy comunes.
- En los contratos de abastecimiento de energía eléctrica el generador puede cubrirse con energía propia o con energía comprada en el MEM. En general se basan en precios fijos a dos años, discriminado por curva horaria. A veces, este precio se encuentra atado al precio spot.

Ambos contratos se encuentran regulados y son administrados por Cammesa. El contrato relevante es el de abastecimiento. El de reserva fría prácticamente no se utiliza en el MEM argentino. El **Cuadro III** muestra la cantidad de contratos que regían a mayo de 1999.

⁹ Ver, Bastos, C.M. y Abdala, M.A. *Transformación del Sector Eléctrico Argentino*, Pugliese Siena SRL ed., 1995.

Cuadro III: Número de Contratos por Tipo de Agente. (A mayo de 1999)
Fuente: Datos de Cammesa

Tipo de Agente	Número de Contratos
Autogeneradores	12
GUMA	399
GUME	1561
Transportistas	46
Distribuidores	48
Generadores	44
Cogeneradores	3
Comercializadores	2
GUPA	22
TOTAL	2137

2.2.2 El Precio Spot

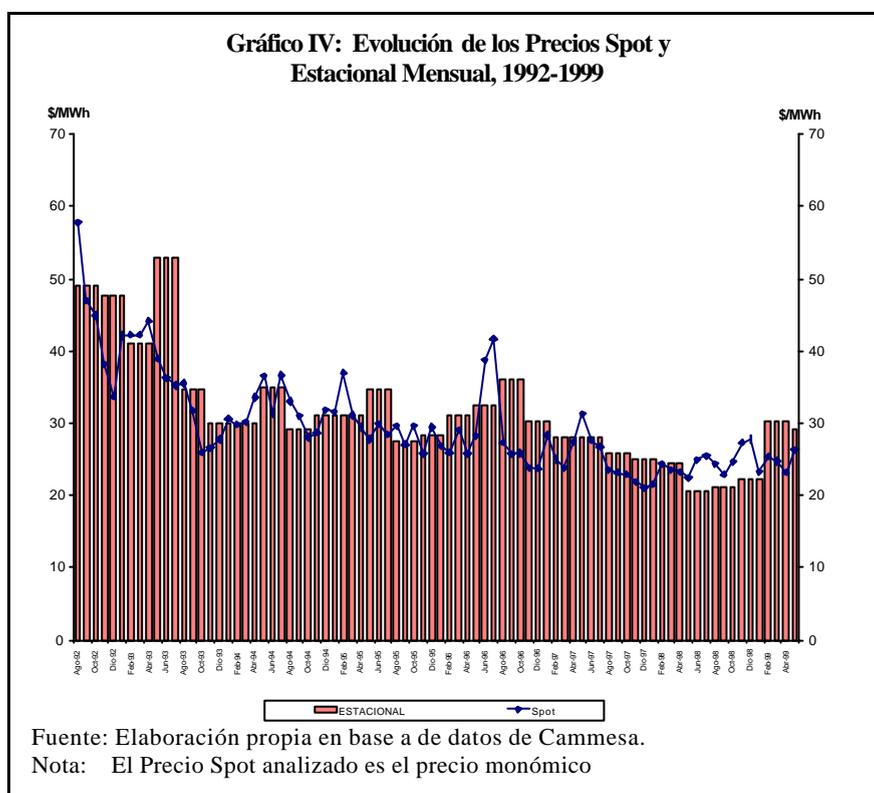
El **precio de mercado** (o Spot) se define en el centro de carga del sistema (el Sistema Interconectado Nacional-SIN) que es el nodo de Ezeiza. Para calcular los precios en otros puntos de la red se utiliza el concepto de “**precios nodales**” que surgen de aplicar un factor nodal que refleja las pérdidas de la transmisión eléctrica entre nodos. Dichos factores tienen una dimensión temporal ya que un mismo nodo puede ser exportador o importador neto de energía según la hora del día. Los precios nodales son una función lineal del precio de mercado (nodo Ezeiza) ya que están afectados por factores de nodo que son relativamente estables en el tiempo. Los factores nodales cambian cuando cambia la configuración de las líneas (aumentos de capacidad o de confiabilidad en la red).

Cuando se presentan restricciones de transporte, se aplican los denominados “**precios locales**”. La finalidad de dichos precios es crear incentivos para que los agentes del MEM financien la expansión del sistema de transmisión y así eliminar las restricciones de transporte que los perjudican. Cuando comienza a operar una restricción en la transmisión de energía entonces se restringen las exportaciones de los generadores del área oferente neta, provocándose una caída de sus precios lo cual beneficia a los demandantes de esa área y perjudica a los generadores de esa área. Por otra parte, en el área importadora sujeta a restricción los demandantes deben pagar mayores precios y los generadores que antes no salían despachados por ser de alto costo, son llamados a despachar en casos de restricción o congestión de líneas¹⁰.

Los “**precios estacionales**” son calculados por Cammesa para períodos semestrales, con revisiones trimestrales, con el fin de suavizar la volatilidad del mercado spot en los precios de los usuarios finales. De esta forma, si no se trata de energía contratada con anterioridad a las concesiones, las distribuidoras “pasan” (cobran) a los usuarios finales la energía consumida en base a estos precios estacionales y en base a estos mismos precios las distribuidoras pagan a Cammesa por la energía comprada en el mercado spot.

¹⁰ Para una mejor explicación de los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, ver Arufat, J.L., Neder, A.E., y Abdala, M.A., *Los precios locales en el Mercado Eléctrico Mayorista* Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Salta, 1996.

El **Gráfico IV** muestra la evolución de los precios spot y estacionales mensuales monómicos para el período 1992-1999. El precio denominado “monómico” es la suma del precio de la energía más el cargo que se paga por potencia puesta a disposición más otros conceptos de significación menor que el sistema paga por otros servicios relacionados al sistema interconectado.



Asimismo, a los efectos de la retribución final a los generadores, Cammesa realiza una vez al mes el cálculo del denominado “**precio monómico**” el cual es básicamente la suma del precio promedio de la energía eléctrica del spot de ese mes más el cociente entre el monto total de pagos por potencia puesta a disposición, dividido por la cantidad de energía comercializada (este cociente se conoce como el “*precio energizado* de la potencia”). La remuneración a la potencia es un precio administrativo determinado por la Secretaría de Energía cuyo valor se ha mantenido estable desde el inicio de la reforma¹¹. Las variaciones de lo que recibe cada generador por este concepto vienen entonces por el lado de las cantidades, dependiendo de la potencia despachada en horas fuera de valle.

2.2.3 Volatilidad del Precio Spot

El análisis de la volatilidad del precio spot en el mercado eléctrico es de fundamental relevancia ya que el nivel de volatilidad ayudará a evaluar la necesidad de implementar instrumentos de cobertura de riesgos por variación de precios, y seleccionar las características del contrato de futuros y del índice.

Siguiendo los lineamientos de la teoría financiera, la volatilidad fue calculada de la siguiente forma:

$$Volatilidad = \sqrt{\frac{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}{n(n-1)}} \times \sqrt{Nro.PeriodosConsiderados}$$

¹¹ Desde 1992 sólo hubo una variación en el valor unitario del precio de la potencia puesta a disposición, pero dicha variación estaba prevista desde el inicio mismo de la reforma.

donde $x_i = \ln\left(\frac{P_i}{P_{i-1}}\right)$

De esta forma, se procedió a analizar la volatilidad, medida en forma anual, del precio spot diario, semanal, y mensual, en distintos períodos de días y horas.

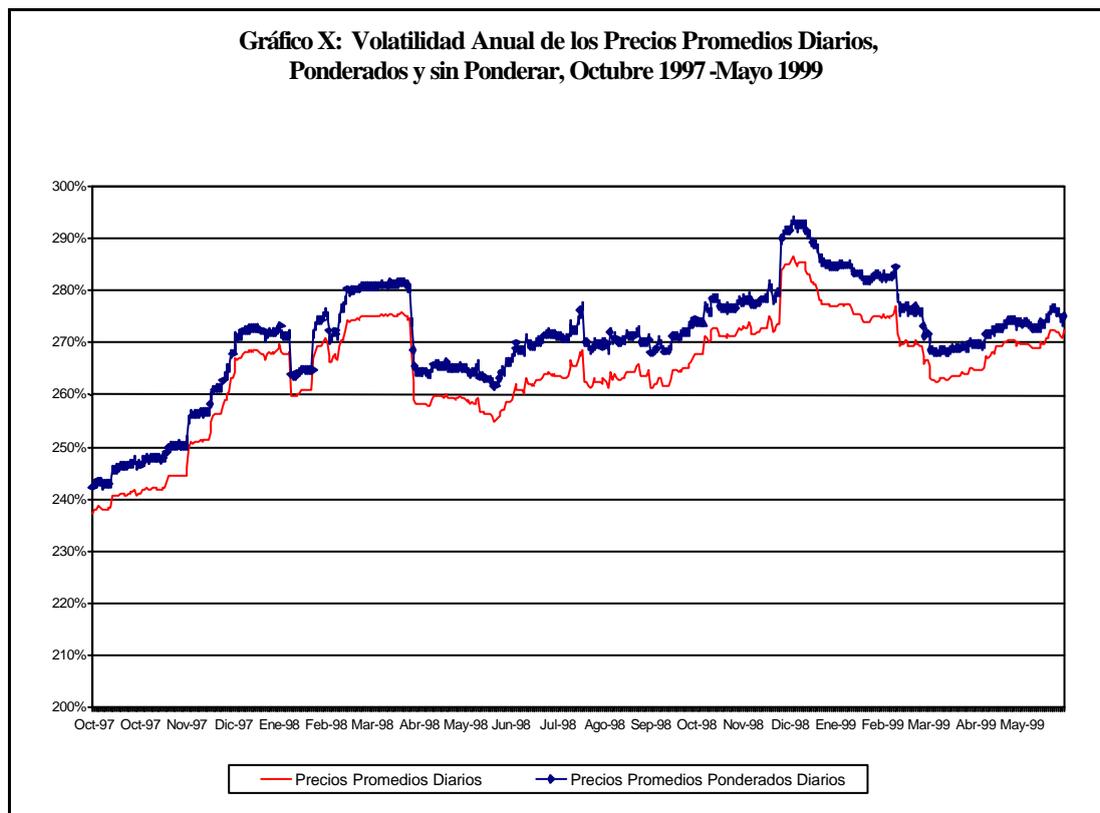
Con respecto a los días, las alternativas -de acuerdo al patrón de consumo - son:

- Lunes a Domingo (L-D)
- Lunes a Sábado (L-S)
- Lunes a Viernes (L-V)

Con respecto a las horas, las alternativas -de acuerdo al patrón de consumo y la experiencia internacional- son:

- Base: 0-24 hs
- Pico y Resto: 6-24 hs

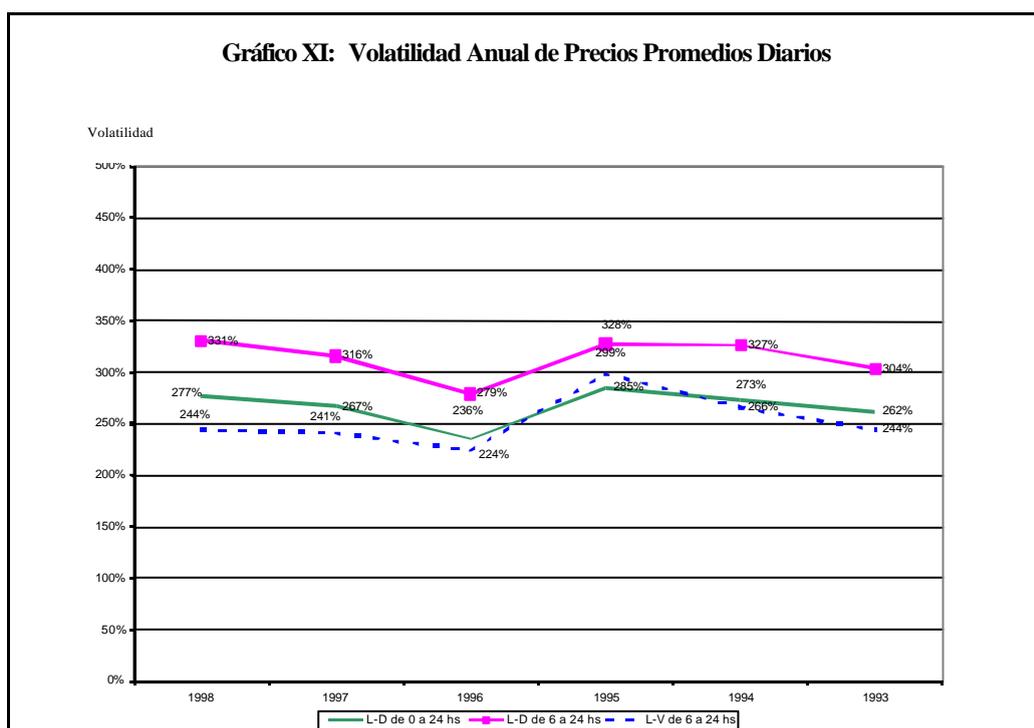
También se tuvo en cuenta la diferencia entre analizar precios spot ponderados y sin ponderar. Cammesa informa sobre los precios hora por hora, con los cuales se puede calcular el promedio simple para un día determinado, y los precios ponderados diarios. La ponderación se basa en la energía comercializada en cada hora. Del análisis surgió que la volatilidad de los precios ponderados es mayor a la volatilidad de los precios sin ponderar, como se muestra en el Gráfico X.



Cuadro XVIII : Comparación de Volatilidades Anuales –Diarias, Semanales, Mensuales-

Comparación Volatilidad	1993	1994	1995	1996	1997	1998
PPP Diario L-D, 0-24 hs					271%	286%
PP Diario L-D, 0-24 hs	262%	273%	285%	236%	267%	277%
PP Diario L-D, 6-24 hs	304%	327%	328%	279%	316%	331%
PP Diario L-V, 6-24 hs	244%	266%	299%	224%	241%	244%
PP Semanal L-D, 0-24 hs	134%	116%	139%	110%	113%	79%
PP Semanal L-D, 6-24 hs	135%	127%	156%	117%	121%	84%
PP Semanal L-D, 0-6hs	125%	86%	80%	93%	101%	79%
PP Mensual L-D, 0-24 hs	40%	45%	49%	74%	45%	31%
PP Mensual L-D, 6-24 hs	39%	49%	55%	82%	48%	30%
PP Mensual L-D, 0-6hs	44%	40%	39%	46%	41%	39%

Nota: PPP = Precio Promedio Ponderado
PP = Precio Promedio



Del análisis se desprende que la volatilidad disminuye a medida que aumenta el plazo para el cálculo de los precios promedios. Así, la volatilidad anual para los precios promedios diarios se encuentra en el rango entre 224% y 331% dependiendo de los años y de las horas y días que se consideren. Para los precios promedios semanales el rango varía entre 79% y 156%, y si se consideran los precios promedios mensuales la volatilidad está entre el 30% y 82%, como se muestra en el **Gráfico XII**.

La volatilidad del precio spot es lo suficientemente alta, en cualquiera de los escenarios analizados, como para presentar riesgos de precios a los distintos actores que podrían cubrirse con contratos de futuros o opciones, según el caso.

2.2.4 Causas de Volatilidad

Con respecto a las causas que determinan volatilidad del precio spot, entre los factores que más influyen se encuentran los siguientes:

- a) Hidraulicidad
- b) Restricciones de Transporte
- c) Restricciones de Gas
- d) Indisponibilidades Térmicas de Generación
- e) Exportación/importación con países vecinos

Es importante aclarar que si se realiza una simple correlación entre los precios spot y alguna de esas variables individualmente no se obtendrá un resultado positivo contundente ya que la conjunción del efecto de las distintas variables en un momento determinado dificultan la identificación del efecto concreto de cada una. Sin embargo, el efecto existe y Cammesa tiene en cuenta estas variables para calcular el precio estacional.

Con respecto a la hidraulicidad, existen cuatro cuencas importantes de cuyos caudales depende la generación hidráulica: Comahue (que incluye el Limay y Collo n Cura), Neuquén, Uruguay y Paraná. La regla general es que caudales bajos (poco agua) reducen la capacidad de generación de energía hidroeléctrica, aunque en algunos casos como el de Yacyretá, la existencia de caudales demasiado abundantes (por encima de determinada cota) puede reducir capacidad de generación por disminución de salto y por ende pérdida de potencia de las turbinas de generación. La hidraulicidad es uno de los factores más relevantes en la volatilidad del precio spot. Por ejemplo, la sequía de los últimos años en la región del Comahue limitó la generación de los generadores de la zona lo cual implicó que en ciertas ocasiones se despacharan generadores más caros, aumentando los precios spot durante el tiempo que dure la escasez relativa.

Las restricciones de transporte -producidas por caídas de líneas, congestión, etc- producirán que algunos generadores no puedan despachar o al menos deban restringir la energía despachada mientras las restricciones continúen. Esta situación puede provocar -depende del tipo de restricción, línea, duración, momento del día, curva de oferta y demanda, etc.- un aumento del precio spot.¹² Las restricciones de líneas clave (ej. líneas Comahue-Buenos Aires) pueden generar cambios abruptos de precios (en un mismo día los precios pueden trepar de \$ 20/MWh a \$ 120/MWh si la restricción es importante). Sin embargo, la duración de estos cortes de líneas suele ser relativamente corta y su reparación se produce en cuestión de horas, con lo que el efecto sobre los promedios semanales y mensuales tiende a atemperarse.

Otro factor importante es la disponibilidad/restricción de gas para los generadores que queman gas para generar. En algunas situaciones, cuando existe restricción de gas (p.e. en días fríos de invierno cuando su demanda aumenta con el fin de calefaccionar) el Ente Regulador de Gas (ENARGAS) por disposición de la ley que rige en ese sector prioriza su destino hacia los consumos domiciliarios, restringiendo así el gas destinado a generación. En estos casos algunos generadores que utilizan gas deben utilizar combustibles alternativos como el fuel-oil que son más caros, lo cual lleva a un aumento del precio spot. Esta situación de escasez de gas en inviernos crudos generalmente provoca aumentos en los precios promedios durante los meses de junio y julio.

Existen también situaciones que afectan la volatilidad del precio spot como las indisponibilidades no planeadas de máquinas térmicas de generación. Ocasionalmente el sistema puede encontrarse con que coinciden en el tiempo salidas de máquinas importantes con mantenimiento programado con salidas inesperadas por fallas técnicas (ej.: fallas en turbinas de Yacyretá, paradas por reparaciones de sistemas de

¹² Ver, p.e., la explicación de los precios locales.

seguridad en centrales nucleares, etc.) lo cual requiere de nuevas máquinas térmicas más caras que harán subir el precio spot.

Finalmente, está la cuestión de la creciente exportación/importación de electricidad con países vecinos. Una fuente adicional de volatilidad ocurrirá con los crecientes intercambios de electricidad con los miembros del Mercosur y Chile. Las perspectivas comerciales indican que Argentina es un exportador neto de electricidad, lo cual pone cierta presión a la suba del precio spot. Pero la existencia de mayores vínculos de interconexión, en especial con Brasil, indica que bajo determinadas condiciones de excedencia hidráulica en las cuencas del sur brasilero, Argentina podría estar importando energía muy barata de ese país, lo cual produciría caídas repentinas en el precio spot del MEM argentino.

3. Los Mercados de Futuros y Opciones Eléctricos

Uno de los primeros pasos necesarios para comprender el proceso de cobertura y de cómo beneficiarse con diferentes estrategias de comercialización es repasar las diferencias y relaciones existentes entre los mercados spot, mercado a término y mercado de futuros.

Los **mercados spot** son fundamentalmente mercados en donde tiene lugar la transferencia física de un producto. Las transacciones en estos mercados no son por lo general estandarizadas. La cantidad y condiciones de entrega del producto varían de operación a operación y deben ser aceptadas tanto por el vendedor como por el comprador. En el caso de la electricidad, las condiciones de entrega del producto son bastante uniformes ya que el producto básico es homogéneo y las diferencias en calidad (variación de nivel de tensión, frecuencia, etc.) son atribuibles al proceso de transporte y no a la característica intrínseca del producto físico (electrones). La electricidad tiene a su vez la particularidad de que no es almacenable, con lo cual las transacciones de compra y venta se dan en tiempo real, equilibrándose oferta y demanda sin existencia de acumulación de stocks.

El denominado **mercado a término** (MAT) es en Argentina un mercado de contratos *forwards*, donde vendedores y compradores de energía eléctrica pactan una cantidad y precio en un período determinado de tiempo. Se trata de contratos de finalidad doble para ambas partes. Los compradores se aseguran abastecimiento y un precio de compra predeterminado, los vendedores se aseguran la venta de cierta cantidad de energía, a un precio de venta predeterminado.

Los **mercados de futuros** son, en cambio, mercados regulados, donde no se negocian las existencias físicas de un producto determinado, sino que se compran y venden contratos de futuro. Los contratos de futuro son obligaciones contractuales reguladas por normas de calidad, cantidad, tiempo de entrega y ubicación de cada producto. La única variable a determinar es el precio el cual se fija en el recinto o rueda de operaciones.

3.1 Conceptos básicos sobre futuros

Los contratos de futuros son contratos con condiciones contractuales estandarizadas que se negocian en mercados organizados.

Las opciones son contratos que otorgan a una parte (el comprador o tenedor) el derecho de elegir, durante un período especificado, comprar (o vender) una cantidad específica de un activo específico a un precio dado. Por este derecho se paga un prima (*premium*). La otra parte (el vendedor o lanzador) tiene la obligación de cumplir con el derecho del tenedor. Por esta obligación él recibe una prima (*premium*).

Los futuros y opciones son instrumentos cuyo objetivo es “manejar” el riesgo precio. Los futuros de electricidad permiten a los compradores y vendedores de energía cubrirse de la exposición a los cambios de precios transfiriendo ese riesgo a algún especulador o a otros actores comerciales con perfiles de riesgos inversos.

Los mercados de futuros de *commodities* cumplen dos funciones económicas principales:

- a) “*Descubren*” un precio que revela información acerca de la escasez relativa de un commodity en el futuro.

Las distintas fuerzas (oferentes y demandantes) que acuden al mercado lo hacen con cierta información específica acerca del mismo. El mercado a medida que asimila nueva información durante el día de

operaciones la traduce en una sola cifra: el precio de mercado al que compradores y vendedores están dispuestos a comerciar.

El precio futuro de una commodity determinada es una referencia de lo que puede ocurrir más adelante con el precio contado o precio spot. Esto permite a los distintos agentes realizar estimaciones sobre los precios que obtendrán por sus productos o lo que tendrán que pagar por sus insumos en el futuro, lo cual es fundamental a la hora de tomar decisiones de inversión.

La bondad con que los precios de los contratos de futuros preanuncien los precios de contado, dependerá de cuán acertada sea la información que los participantes del mercado manejen en dicho momento sobre las condiciones futuras de los mercados.

b) *Permiten realizar transferencias de riesgo.*

Participando de un mercado de futuros se pueden transferir los riesgos de fluctuaciones de precios a agentes que estén dispuestos a asumirlos. Esta es la función principal que los mercados de futuros dan a la sociedad: permiten lograr una distribución eficiente del riesgo entre *hedgers* y especuladores.

El mecanismo a través del cual se lleva adelante la transferencia de riesgo se denomina cobertura o *hedge*. La cobertura consiste en compensar el riesgo precio implícito de una posición en un mercado contado o spot con la compra o venta de contratos de futuros.

Existen dos tipos de *hedgers*, aquellos que quieren cubrirse de aumentos en los precios y aquellos que quieren cubrirse de disminuciones en los mismos. Los primeros realizan una cobertura compradora, como tienen que comprar en el spot, compran contratos de futuros para cubrirse. En el momento en que realicen la compra en el spot, venderán los contratos de futuros y mediante esta operación las eventuales pérdidas por subas de los precios al contado serán compensadas por las ganancias en los futuros.

Los segundos, que poseen la mercadería y temen caídas en los precios, venden contratos de futuros. Cuando realicen la operación de venta en el mercado spot, comprarán los contratos de futuros vendidos anteriormente y de esta forma el resultado en la operación con futuros compensará lo ocurrido en el mercado disponible.

El proceso de cobertura funciona porque los factores de oferta y demanda que afectan a los precios de futuros tienen un impacto similar en los precios spot. De esta manera, los precios spot y de futuros generalmente fluctuarán juntos en aumentos y descensos, si bien no lo harán necesariamente en la misma proporción.

Los contratos de futuros y opciones eliminan el riesgo de *default* de la contraparte. Por una parte, en un mercado de futuros y opciones la contraparte en realidad de cada actor es el Mercado (*Exchange*). Asimismo, cada participante debe depositar un margen o depósito de seguridad contra el cual se acreditarán/debitarán las diferencias diariamente. Generalmente, se establecen límites mínimos a la cuenta de margen, de forma tal que si uno no mantiene este mínimo la posición se cierra.

3.1.1 Contratos de futuros y contratos a término

Dentro del MEM los agentes pueden celebrar libremente contratos a plazo de energía y potencia, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de energía como para contar con un respaldo de reserva fría de potencia. Estos contratos los pueden celebrar los agentes o los participantes autorizados del MEM. Las condiciones del contrato, tales como cantidad, condiciones, plazos y precios, se determinan libremente entre las partes.

Este tipo de contrato (denominado *forward*), difiere de los contratos que se compran y venden en los mercados de futuros. En estos mercado se negocian contratos estandarizados, donde la cantidad y el vencimiento están determinados por el mercado, sólo se negocia el precio.

Tanto los contratos a término tradicionales como los contratos de futuros sirven para el objetivo básico de asegurar un precio fijo en el futuro, pero en forma adicional, los contratos de futuros proveen de alta liquidez y evitan el riesgo de la contraparte. Como se ha explicado en la sección anterior, el riesgo de la contraparte está dado por la probabilidad de que la contraparte no pueda cumplir con sus obligaciones.

3.2 Experiencia Internacional con futuros eléctricos

La experiencia de otros países que han implementado contratos de futuros y/o opciones de futuros eléctricos resulta sumamente relevante a la hora de definir las características del mercado de futuros y opciones eléctricos en la Argentina. A continuación se presentan algunos casos interesantes como los de Australia, Nueva Zelandia, los Países Nórdicos y Estados Unidos¹³.

3.2.1 Australia

El Sydney Futures Exchange (SFE) fue establecido en 1960 bajo el nombre de Sydney Greasy Wool Futures Exchange para proveer cobertura para la principal industria de exportación que era la lana merino. El proceso de desregulación del mercado eléctrico y la formación de una red nacional posibilitó la instrumentación de un mercado de futuros eléctricos en Australia. En la actualidad el SFE presenta dos tipos de contrato de futuros eléctricos, uno para períodos base (0-24 hs de Lunes a Domingo) que fue implementado en septiembre de 1997 y otro para horas pico (7-22 hs de Lunes a Viernes) que se introdujo en marzo de 1999, para New South Wales y para Victoria. La introducción del contrato para horas pico surgió de un amplio proceso de consulta pública.

En 1998, el número de contratos comercializados fue de 11.412, representando 5.706 GWh. El total generado en Australia en 1997 fue de 173.500 GWh.

Cuadro V: Características de los contratos de futuros eléctricos en Australia

Unidad de Negociación	500 MWh de Energía Eléctrica.
Posiciones	Período Pico, Base. Mensualmente hasta 13 meses adelante.
Moneda de Negociación	A\$ por MWh
Hora de Negociación	10-12:30 y 14-16 hs
Fluctuaciones	Precio Mínimo de Fluctuación de \$ 0,05 por Mwh.
Garantía	n.d.
Cancelación	<i>En efectivo (Cash Settlement)</i>

El Precio de *Cash Settlement* para el contrato base se calcula promediando los precios spot cada media hora, redondeando en dos decimales, sobre el mes calendario. En el caso de los contratos para horas pico, el precio de Cash Settlement se calcula promediando los precios spot del período pico de un mes calendario para el mercado eléctrico mayorista. Este precio se lo pasa NEMMCO (National Electricity Market Management Company) a el SFE. El día del *Cash Settlement* del contrato es el cuarto día hábil después del mes o día de settlement o algún otro día que determine el Board o el Chief Executive. El trading finaliza a las 16 hs del último día hábil del mes contractual.

¹³ Esta sección es un extracto del reporte “Evaluación de Contratos de Futuros y Opciones Eléctricos en Argentina” preparado por el Dr. Manuel Abdala para Rofex.

3.2.2 Nueva Zelanda:

El New Zealand Futures and Options Exchange (NZFOE) es una subsidiaria del SFE de Australia y se estableció en 1985. En noviembre de 1996 lanzó el primer contrato de electricidad del tipo *cash settled*. El NZFOE opera su mercado mediante un sistema de trading basado en pantallas llamado SYCOM (Sydney Computerised Market). Existen terminales en las oficinas de los dealers del NZFOE en Nueva Zelanda y Australia.

Cuadro VI: Características del contrato de futuros eléctricos en Nueva Zelanda

Unidad de Negociación	250 Mwh de Energía Eléctrica
Posiciones	Base, Mensualmente hasta 12 meses adelante.
Moneda de Negociación	NZ\$ per Mwh
Hora de Negociación	13:30-16:30 hs (hora local) Lunes a Viernes.
Fluctuaciones	Precio Mínimo de Fluctuación de \$ 0,05 per Mwh.
Garantía	n.d.
Cancelación	<i>En efectivo (Cash Settlement)</i>

Los contratos fueron diseñados para el período base, y actualmente se está analizando la posibilidad de introducir un segundo contrato para horas pico.

Los contratos de futuros son *Cash Settlement*, siendo el valor subyacente el precio promedio de cada media hora en el respectivo mes calendario, redondeado en dos decimales, sobre el mes calendario, notificado por EMCO (Electricity Market Company). El trading finaliza a las 16 hs. del último día hábil del mes contractual. El día del *Cash Settlement* del contrato es al día siguiente al cual se declaró el *Settlement Price* Obligatorio.

Información sobre el precio diario en el NZFOE se puede conseguir en las secciones de negocios de los principales diarios y en el servicio de teletext de Television New Zealand. Información en hora real se puede obtener en los principales medios electrónicos. Las quotes pueden obtenerse a través de Bloomberg, Reuters, Dow Jones Telerate, Equinet, FutureSource, Knight Readers, entre otras.

3.2.3 Países Escandinavos:

El Nordic Power Exchange (Nord Pool) organiza el intercambio de energía eléctrica en Noruega y Suecia, teniendo a su cargo tanto el intercambio físico de energía en el Mercado Spot y Regulado como los contratos de futuros financieros. Estos contratos de futuros tienen como precio de referencia subyacente el sistema de precios del Mercado Spot. Nord Pool ofrece contratos financieros desde 1995.

Cuadro VII: Características de los contratos de futuros eléctricos en Países Nórdicos

Unidad de Negociación	n.d.
Posiciones	Base: 00 Lunes-24 Domingo Día: 07-21 Lunes a Viernes Noche: 21-07 Lunes a Viernes Hasta 3 años en el futuro Contratos semanales Contratos en bloques Contratos estacionales
Moneda de Negociación	NOK por Mwh
Hora de Negociación	Hasta las 11 hs se reciben las ofertas y demandas. De 12:30 a 15:00 hs se realiza el trading continuo
Fluctuaciones	n.d.
Garantía	10% del valor de mercado del contrato para los contratos semanales, 5% para los contratos de bloques y 3% para los contratos estacionales.
Cancelación	<i>En efectivo (Cash Settlement)</i>

3.2.4 Estados Unidos

En los Estados Unidos la desregulación del mercado eléctrico que se produjo a partir del Energy Policy Act de 1992 y la volatilidad del precio spot (en 1997 dicha volatilidad excedió el 100%)¹⁴ permitió el desarrollo de mercados de futuros y opciones eléctricos. A continuación se presentan las características de dos mercados, el Chicago Board of Trade (CBOT) y el New York Mercantile Exchange (NYMEX).

CBOT:

En el Chicago Board of Trade (CBOT) la unidad de negociación para los mercados de futuros de los Hubs de ComEd y de TVA es de 1.680 MWh de energía eléctrica en firme. Este monto de 1.680 MWh se obtiene multiplicando 16 horas por día (las horas pico) por 21 días al mes (punto medio del número estándar de días con pico por mes) por 5 MW (que es la tasa de entrega).¹⁵

¹⁴ Hayt, Gregory, *Electricity: Deregulation of the power industry around the world is creating a huge new derivatives market*, 1997.

¹⁵ $16 \times 21 \times 5 = 1.680$ MWh por contrato.

Cuadro VIII: Características de contratos de futuros eléctricos en CBOT

Unidad de Negociación	1.680 MWh de Energía Eléctrica
Posiciones	25 contratos. Pico. Mensuales
Moneda de Negociación	Dólares U.S. y centavos por Mwh. \$ 0,01 por Mwh (\$16,80 por contrato)
Hora de Negociación	8:00 – 14:40, hora de Chicago
Fluctuaciones	El precio de fluctuación máximo permisible en un día es de \$ 7 por MWh por encima o por debajo del precio de settlement del día anterior.
Garantía	n.d.
Cancelación	<i>En efectivo (Cash Settlement)</i>

Cuadro IX: Características de opciones eléctricas en CBOT

Unidad de Negociación	Un contrato de futuros de Electricidad del CBOT
Posiciones	25 contratos. Mensuales
Moneda de Negociación	\$ 0,005 por Mwh (\$8,40 por contrato)
Hora de Negociación	8:00 – 14:40, hora de Chicago
Fluctuaciones	El precio de fluctuación máximo permisible en un día es de \$ 7 por MWh por encima o por debajo del precio de settlement del día anterior.
Garantía	n.d.
Entrega	<i>Cash Settlement</i>

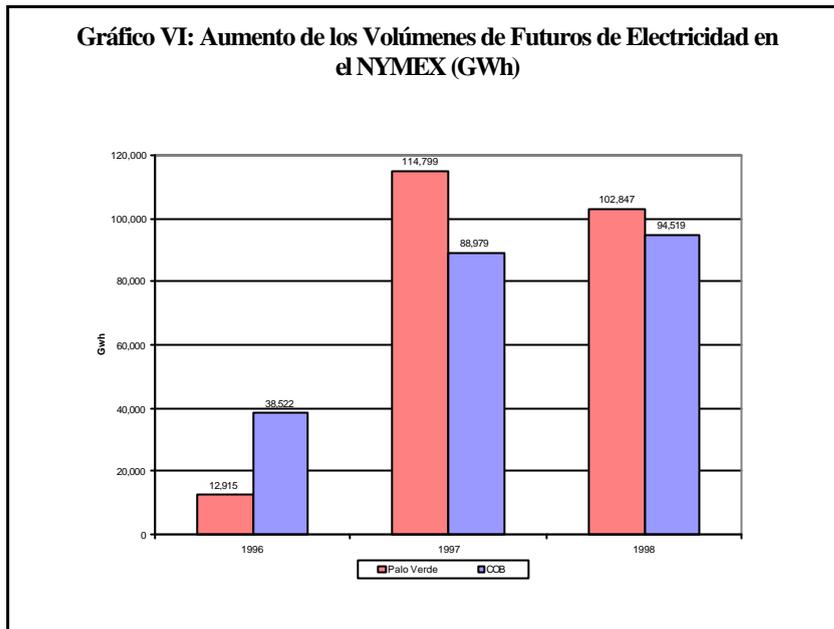
NYMEX:

El 29 de Marzo de 1996, New York Mercantile Exchange (NYMEX) lanzó dos contratos de futuros de electricidad basados en distintos puntos de entrega: el límite California/Oregon (COB) y Palo Verde en Arizona. El 26 de abril de ese mismo año se lanzaron los contratos de opciones que acompañan dichos contratos de futuros.

En el primer día de operaciones, el volumen de contratos alcanzó los 1.215 contratos y en los dos años siguientes el volumen diario fue en promedio el doble de esa cifra.¹⁶

¹⁶ Ver, Louis Burke, *When the Future is now*, NYMEX.

Gráfico VI: Aumento de los Volúmenes de Futuros de Electricidad en el NYMEX (GWh)



Si bien es cierto que durante los primeros años el crecimiento fue mayor en el mercado de futuros de gas, el mercado de futuros eléctricos todavía debe desarrollarse. Por otro lado, hay que destacar que la desregulación del mercado de gas fue anterior a la desregulación del mercado eléctrico y la implementación de los contratos de futuros de gas se produjo en una etapa más avanzada del proceso de desregulación que la de futuros eléctricos.¹⁷ Asimismo, existe otra característica del mercado eléctrico norteamericano que limita el desarrollo de futuros eléctricos y es la segmentación del mercado en redes regionales débilmente interconectadas lo cual conduce a una variación importante de precios y volatilidad según la región.¹⁸

El 10 de julio de 1998, se introdujeron otros dos contratos de futuros el Cinergy y el Entergy, basados en el área de transmisión de Cinergy en la región este-central del país y en el área de transmisión de Entergy en el Sur del país, respectivamente.

A continuación se presentan las características principales de los contratos correspondientes al California/Oregon Border.

¹⁷ Esta explicación fue dada por el Director de Investigación en Electricidad y Gas Natural del NYME, en su artículo "The Future of Electricity: Reliability in a Competitive World", www.heartland.org/utility7.htm.

¹⁸ Ver Hayt, Gregory, "Electricity: Deregulation of the power industry around the world is creating a huge new derivatives market", 1997, www.schoolfp.cibe.com/articles/JAN97RSK.HTM.

Cuadro X: Características de los contratos de futuros y opciones eléctricos en NYMEX - California/Oregon Border

Unidad de Negociación	736 Mwh entregados en un mes, a partir de Octubre la unidad será de 864 Mwh. Para las opciones la unidad de negociación es un contrato de futuros de la NYMEX
Posiciones	Pico. 5.000 contratos para todos los meses combinados, sin exceder los 350 en los últimos 3 días de la negociación en el mes spot o 3.500 en cualquier otro mes. Futuros: 18 meses consecutivos. Opciones: 12 meses consecutivos.
Moneda de Negociación	Dólares y centavos por Mwh.
Hora de Negociación	9:40 a 14:55 en sesión abierta. 16:15 a 19:15 L-J se negocia electrónicamente.
Fluctuaciones	Mínima: \$ 0,01 por Mwh (\$ 7,36 por contrato; en Octubre \$ 8,64) Máxima Fluctuación del Precio diario: \$ 15 por Mwh (\$11.040 por contrato; \$ 12.960 en Octubre para los primeros meses del contrato).
Garantía	Cliente no miembro, inicial: \$ 2.700 Cliente miembro, inicial: \$ 2.200
Entrega	<i>Física</i>

El volumen 736 MWh del contrato de futuros surgen de multiplicar 23 días por 16 horas por 2 MW. Por su parte, los 864 Mwh del contrato a partir de octubre surgen de multiplicar 27 días por 16 horas por 2 MW. Las 16 horas corresponden a las horas pico (que van desde las 6: 00 a las 22:00). El cambio de 23 a 27 días se debe a la inclusión de los sábados ya que cada vez más los sábados se incluían en los calendarios de entrega. Y en los meses de mayor número de días con horas pico, incluyéndose los sábados, estos días son 27.¹⁹

3.3 Estrategias de Cobertura y Comercialización

En esta sección se analizarán cuales son los riesgos que corren los diferentes agentes del MEM por las fluctuaciones de los precios de energía de acuerdo a la forma en que comercialicen su producto. Se presentan ejemplos de cómo utilizar los mercados de futuros para realizar coberturas de precios, y de cómo pueden utilizar los futuros aquellos que tengan coberturas de precios con contratos a término para mejorar su estrategia comercial.

¹⁹ Ver John Howlett, *Oh, What a difference a Day Makes!*, NYMEX.

3.3.1 Generadores

Los generadores pueden comercializar la energía que producen vendiendo directamente en el mercado spot, o a través de contratos a término celebrados con distribuidores o grandes usuarios. Estos contratos de abastecimiento pueden estipular precios fijos para todo el periodo o variables. En algunos casos la obligación de entregar energía que le generan los contratos de abastecimiento puede llevar al generador a que deba salir a comprar energía en el mercado spot.

a) Ventas en el mercado spot

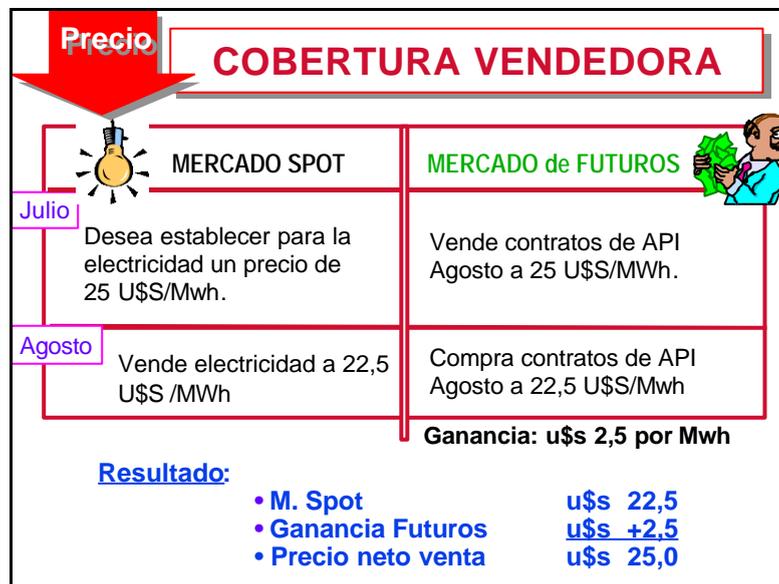
Identificación riesgo precio:

La energía que el generador vende en el mercado spot le es remunerada al precio horario que sancione el MEM. Los generadores se perjudican cuando los precios que cobran por la energía que entregan al MEM disminuyen. El mercado de futuros le permite a los generadores cubrirse de bajas de precios. Esta cobertura la pueden realizar tomando posiciones vendedoras en contratos de futuros o bien comprando opciones de venta.

Cobertura con Venta de Futuros:

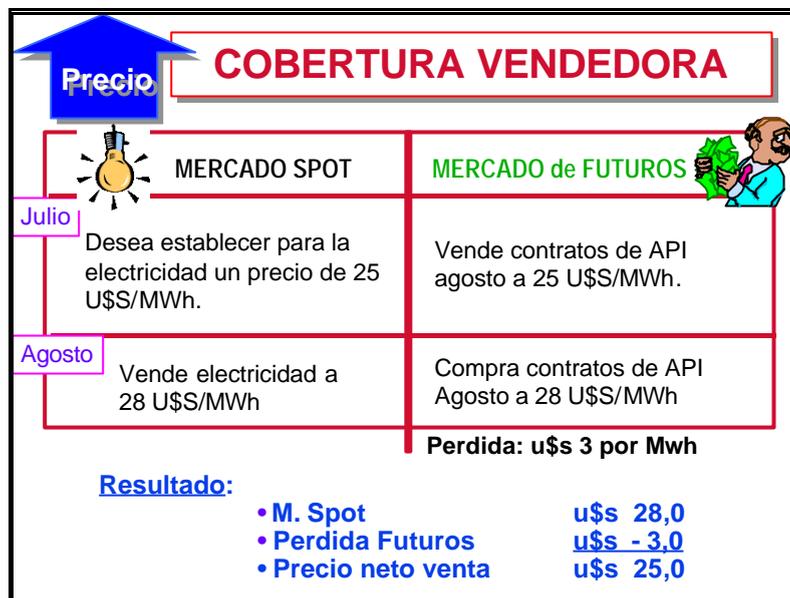
Supongamos que un generador de energía eléctrica planea entregar en el MEM 100 MWh el próximo mes. Como quiere asegurarse un precio para su producción vende contratos de futuros API de Rofex. El día 15 de julio, cuando el generador está planeando su estrategia de venta para agosto, la cotización en Rofex para los contratos de agosto es de 25 U\$\$/MWh. Dado que el tamaño de los contratos de Rofex es de 100 MWh el generador deberá tomar posición vendedora en un contrato Agosto API.

Durante agosto vende su energía en el mercado spot, obteniendo un precio promedio por sus ventas de 22,50 U\$\$. El 30 de agosto para cancelar su posición en futuros²⁰ compra un contrato de futuros agosto al precio que cotizaba en ese momento de 22,50 U\$\$. Su resultado por operar con futuros es el siguiente:



²⁰ Otra opción sería la de dejar que el contrato llegará al vencimiento y se cancelará contra el valor del índice que es igual al precio promedio del Spot de 22.50 U\$\$.

En el caso de que los precios aumenten 3 U\$S/MWh el resultado final de la cobertura sería el siguiente:



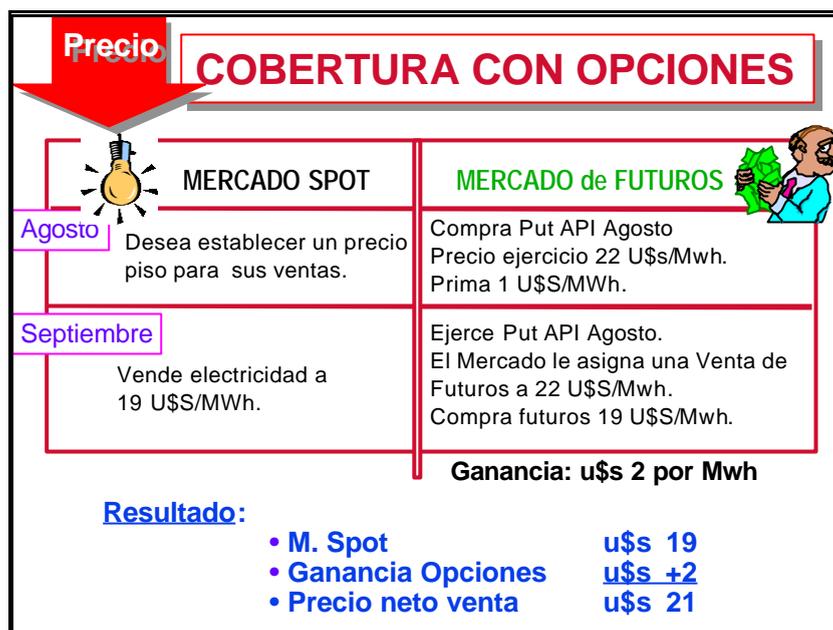
Con la cobertura en futuros el generador logró tener certeza de sus precios finales y evitar la volatilidad de los precios en el mercado spot.

Cobertura con Compra de Opciones de Venta (Put):

Otra herramienta que pueden utilizar los generadores para cubrir sus ventas son las opciones de venta (Put). Las opciones Put le permiten a los vendedores poner un piso a su precio de venta y poder beneficiarse en el caso de que los precios suban.

Supongamos ahora que el generador del ejemplo anterior quiere cubrir sus ventas de 100 MWh en el spot ahora para el mes de septiembre. En el mercado cotizan opciones Put de precio de ejercicio de 23 U\$S con una prima de 1 U\$S. Como él pretende beneficiarse si los precios aumentan, compra Put de API septiembre.

Durante septiembre cobra en promedio por lo que entrega en el spot un precio promedio de 19 U\$S/MWh. El precio del futuro cae y como es menor a su precio de ejercicio él ejerce su opción de venta. Dado que el activo subyacente de la opción que adquirió son contratos de futuros, al ejercer su opción Put el Mercado le asigna una posición vendedora en contratos de futuros a un precio de 22 U\$S. Cuando cancele su posición vendedora en futuros comprando contratos a 19 U\$S obtendrá 3 U\$S de ganancias. Su precio final de venta teniendo en cuenta la prima es de 21 U\$S.



En el caso de que los precios suban, el generador no ejercerá su opción.



En este caso el generador captura la suba y pierde solamente la prima.

b) *Ventas contratadas a término, precio variable*

Identificación riesgo precio:

En el caso de contratos de abastecimiento con precios variables la exposición al riesgo precio es similar a la de vender en el spot. Bajos de precios disminuirán los ingresos de los generadores.

Venta futuros:

Supongamos que un generador de energía eléctrica tiene un contrato con un GUMA por el cual debe entregar 1200 MWh durante los próximos seis meses. El precio que él cobra por la energía que entrega es de 2 U\$\$/MWh por encima del precio spot. Para estabilizar sus ingresos en los próximos meses vende contratos de futuros API de Rofex. Durante mayo, cuando el generador está planeando su estrategia de venta para los próximos meses, las cotizaciones en Rofex para los contratos eran los siguientes:

Futuros API

Posición	Ajuste
Junio	25
Julio	23
Agosto	22
Septiembre	21
Octubre	24,5
Noviembre	24,5

Es decir que el precio spot promedio esperado para los próximos seis meses es de 23,3 U\$\$/MWh. Dado que el tamaño de los contratos de Rofex es de 100 MWh el generador deberá tomar posiciones vendedoras en 2 contratos Junio API, 2 Julio API, 2 Agosto API, 2 Octubre API, 2 Septiembre API y 2 Noviembre API.

Realizando la cancelación de los contratos el último día hábil de cada mes, el resultado que obtiene para cada posición es el siguiente:

Mes	Precio Venta Fut	Precio Compra Fut	Resultado Futuros	Precio Spot Promedio	Precio contrato	Precio Final
Junio	25	20,5	4,5	20,5	22,5	27
Julio	23	20,7	2,3	20,7	22,7	25
Agosto	22	23	-1	23	25	24
Septiembre	21	19	2	19	21	23
Octubre	24,5	25	-0,5	25	27	26,5
Noviembre	24,5	19	5,5	19	21	26,5
Promedio					23,2	25,3

El precio que hubiera recibido sin cobertura sería de 23,2 U\$\$.. Teniendo en cuenta las ganancias en futuros su precio final de venta es de 25,3.

Compra opciones Put:

Otra alternativa que tiene este generador para cubrir su contrato forward es la de comprar Put en el mercado para asegurarse un precio mínimo a cobrar por las ventas que realiza al GUMA. En caso de que las cotizaciones fueran:

PUT

Posición	Precio ejercicio	Prima
Junio	24,0	1
Julio	22,5	1,5
Agosto	21	1
Septiembre	20	2
Octubre	23	1
Noviembre	23	1,5

Cada mes el generador analiza si puede ejercer o no sus opciones. Los precios finales que obtiene cada mes son los siguientes:

Mes	Precio Futuro	Acción	Resultado Opciones	Precio Spot Promedio	Precio contrato	Precio Final
Junio	20,5	Ejerce	3,5-1	20,5	22,5	25
Julio	20	Ejerce	2,5-1,5	20	22	23
Agosto	19	Ejerce	2-1	19	21	22
Septiembre	20	No ejerce	-2	20	22	20
Octubre	26	No ejerce	-1,5	26	28	26,5
Noviembre	20	Ejerce	3-1,5	20	22	23,5

Siempre que el valor del índice es menor que el precio de ejercicio el generador ejerce sus opciones de venta. De esta manera se le asignan posiciones vendedoras en futuros que al cancelarlas le permiten obtener una diferencia en dinero que compense las caídas en los precios spot.

c) Ventas contratadas a término, precio fijo

Identificación riesgo precio:

Las ventas que un generador realiza a través de contratos de abastecimiento en los cuales se determina el precio a cobrar por la energía durante todo el periodo de duración del contrato, le permiten eliminar su riesgo ante bajas de precios. En este caso no existe riesgo precio para el generador por la cantidad de MWh que debe entregar al distribuidor o gran usuario²¹.

En este caso si bien el generador no entraría al mercado de futuros para realizar una cobertura ante caídas de precios, podría entrar para mejorar su posición ante subas de precios.

Compra de Opciones de Compra (Call):

Supongamos ahora el caso de un generador que está por firmar un contrato con una empresa que está en el grupo de grandes usuarios por 500 MWh mensuales para los próximos 12 meses a un precio fijado en 25 U\$\$/MWh, el precio promedio esperado por el mercado para los próximos meses. El generador está conforme con el precio obtenido para el período, pero piensa que durante el mes de junio el precio estará por encima de lo que espera el mercado.

Para poder capturar esa suba el generador compra opciones de compra a un precio de 25 U\$\$ pagando 1 U\$\$ de prima.

²¹ Como se verá más adelante el riesgo precio que corre el generador por los contratos a término con precios fijos es el de los MWh que no pueda abastecer y deba salir a comprar al mercado spot.



d) Ventas contratadas a término, riesgo despacho

Identificación riesgo:

Las operaciones contratadas a través de contratos a término o forward tienen para el generador el riesgo de verse comprometido a salir a comprar energía en el mercado Spot para hacer frente a las obligaciones adquiridas, en caso de no poder despachar. En este caso el generador debe comprar energía en el mercado spot, y su riesgo precio es tener que pagar en el MEM un precio superior al precio contractual.

La situación en la cual un generador se ve obligado a salir a comprar energía puede ser provocada por no salir despachado en el mercado spot, por indisponibilidad propia o por indisponibilidades de red. Evaluaremos seguidamente cada caso.

Por costo:

En este caso el generador debe salir a comprar energía porque no fue despachado en el mercado spot por declarar costos más altos a los que fueron seleccionados por Cammesa en base a la oferta y demanda existente. Si el generador tenía un contrato con una empresa a un precio de 25 U\$/MWh y no sale despachado querrá comprar en el mercado la energía que le entregará a la empresa a un precio no mayor a 25 U\$. Si este generador tuviera compradas opciones Call, el riesgo precio de salir a comprar energía en el MEM estaría limitado.

Por indisponibilidad propia:

En este caso el generador necesita salir a comprar energía para poder afrontar sus contratos a término o forward porque no puede producir por algún inconveniente en su propia planta. Si la indisponibilidad la puede prever con anticipación, entonces el generador puede tomar coberturas por la energía que debe salir a comprar para cumplir con sus contratos. Esto lo puede hacer comprando futuros o opciones Call.

Por indisponibilidad de red:

En este caso el generador necesita salir a comprar energía al Spot para poder afrontar sus contratos a término porque no puede despachar por indisponibilidad de red (p.e. se cae una línea). El riesgo es que el precio spot sea mayor al precio contractual. Si este generador tuviera compradas opciones Call, el riesgo precio de salir a comprar energía en el Spot estaría limitado.

3.3.2 Grandes Usuarios

Los grandes usuarios pueden comprar energía directamente en el MEM. Los GUMAS están obligados a contratar una parte de su demanda a través de contratos y pueden elegir si el resto de su demanda la cubren con contratos o la compran en el mercado spot. En el caso de los GUMES y GUPAS, estos deben contratar el 100% de su demanda de energía.

La posición que asumen frente a variaciones de precios en los MWh por los que tengan contratos a término dependerá de la modalidad del contrato. Los contratos pueden establecer un precio fijo para todo el periodo, un precio variable que esté relacionado con el precio spot o un precio variable que esté relacionado con el precio estacional (modalidad utilizada por los GUMES).

a) Compras en el mercado spot

Identificación riesgo precio:

El riesgo que enfrentan los grandes usuarios al comprar en el mercado spot es el de tener que pagar precios más altos que los planeados. Su participación en el mercado de futuros les permitiría establecer de antemano un precio de compra para la energía o bien poner un techo a lo que tendrá que pagar por la misma.

Cobertura con Compra de Futuros:

Supongamos que una empresa en diciembre quiere establecer el precio que va a pagar por la energía en enero del año siguiente. Con este objetivo compra contratos API enero en Rofex a un precio de 30 U\$\$/MWh. A pesar de que los precios suben y paga más cara la energía en el spot, su cobertura con futuros le permite obtener un precio de compra final de 30 U\$\$/MWh.



En el caso de que los precios bajen en el momento de la compra:

Precio		COBERTURA COMPRADORA	
		MERCADO SPOT	MERCADO de FUTUROS 
Julio		Desea establecer para la electricidad un precio de 25 U\$/MWh.	Compra contratos de API Agosto a 25 U\$/MWh.
Agosto		Vende electricidad a 28 U\$/MWh	Vende contratos de API Agosto 28 U\$/MWh
		Perdida: u\$s 3 por Mwh	
Resultado:			
		• M. Spot	u\$s 28,0
		• Perdida Futuros	u\$s - 3,0
		• Precio neto venta	u\$s 25,0

Cobertura con Compra de Opciones (Call):

La empresa puede estar interesada en poder beneficiarse de caídas en los precios de la energía eléctrica porque de esta forma puede reducir sus costos y obtener más ganancias con la venta de su producto final. Las opciones de compra le permiten a la empresa aprovechar las bajas de precios y establecer un límite de cuánto van a pagar por la energía.

Supongamos que una empresa está evaluando los costos de producción para el próximo mes. Para ponerle un límite a lo que va a pagar por la energía compra opciones Call con un precio de ejercicio de 28 U\$ con una prima de 0,5 U\$.

Precio		COBERTURA CON OPCIONES	
		MERCADO SPOT	MERCADO de FUTUROS 
Julio		Desea establecer un precio máximo para sus compras.	Compra Call API Agosto. Precio ejercicio 28 U\$/MWh. Prima 0.5 U\$/MWh.
Agosto		Compra electricidad a 33 U\$/MWh	Ejerce Call EFA Agosto. Se le asigna posición compradora en Futuros a 28 U\$ Vende futuros a 33 U\$/MWh.
		Ganancia: u\$s 4.5 por MWh	
Resultado:			
		• M. Spot	u\$s 33.0
		• Ganancia Futuros	u\$s - 4.5
		• Precio neto compra	u\$s 28.5

En el caso de que los precios caigan durante el mes, el precio de compra sería el siguiente:

Precio		COBERTURA CON OPCIONES	
		MERCADO SPOT	MERCADO de FUTUROS 
Julio	Desea establecer un precio máximo para sus compras.		Compra Call API Agosto. Precio ejercicio 28 U\$\$/MWh. Prima 0.5 U\$\$/MWh.
Agosto	Compra electricidad a 22 U\$\$/MWh		NO Ejerce Call API Agosto.
		Pérdida: u\$s 0.5 por MWh	
Resultado :			
	• M. Spot		u\$s 22,0
	• Ganancia Futuros		<u>u\$s 0,5</u>
	• Precio neto compra		u\$s 22.5

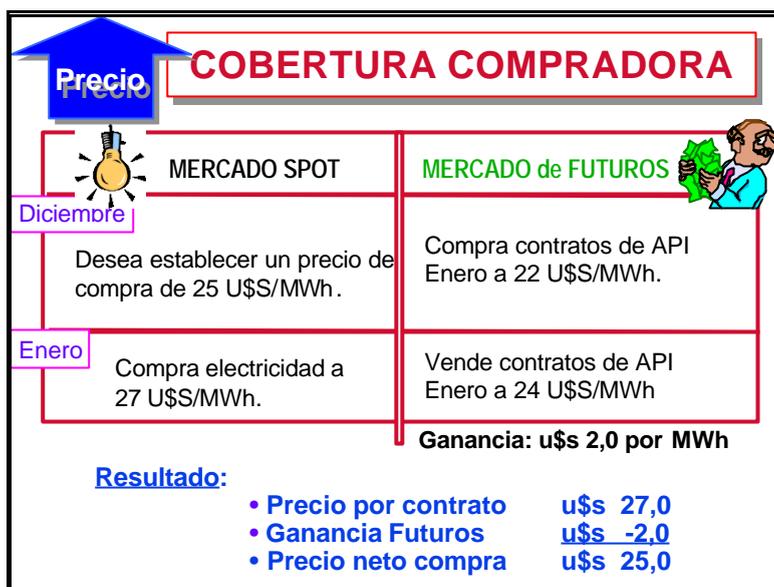
b) Compras contratadas a término con precio variable (Contrato ligado al Spot o Estacional)

Identificación riesgo precio:

En este caso el gran usuario tiene un contrato con un generador por un precio que es un plus por encima del precio spot. El riesgo precio es similar al de tener que comprar en el mercado spot sin contrato.

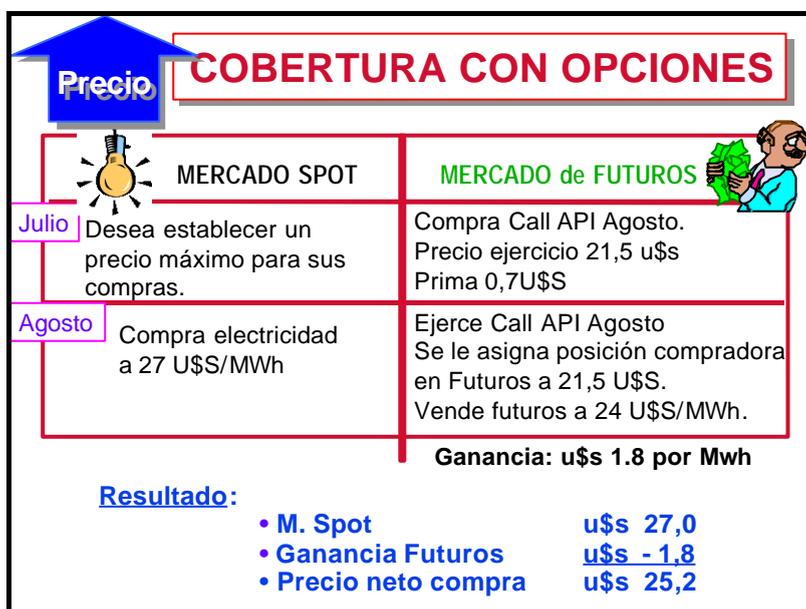
Compra futuros:

Tomemos el caso de una empresa que compra su energía por medio de un contrato con un generador a un precio de 3 U\$\$ por encima del spot. Supongamos que la empresa quiere cubrirse de subas de precio de la energía durante el mes de diciembre. Para lograr su objetivo toma posiciones compradoras en contratos de futuros API diciembre al precio de 22 U\$\$, cotización del contrato en el momento de realizar la cobertura.



Compra opciones Call:

Si la empresa no quiere resignar la oportunidad de capturar bajas en los precios de la energía, entonces compraría opciones Call Diciembre en lugar de tomar posiciones en futuros. Si la prima es de 0,7 U\$/MWh para un precio de ejercicio de 21,5 los resultados que obtendría serían los siguientes:



c) *Compras contratadas a término con precio fijo*

Identificación riesgo precio:

En este caso el gran usuario no está expuesto a subas de precios de la energía que aumenten el precio de un insumo. Pero la participación en el mercado de futuros y opciones le permitiría mejorar su posición comercial permitiéndole capturar bajas de precios de la energía que le significaran ahorro de costos.

Compra de Opciones de Venta (Put)



3.3.3 Distribuidores

Los distribuidores al igual que los grandes usuarios pueden comprar la energía en el mercado spot o realizar contratos de abastecimiento. En el caso de que compren en el mercado spot pagarán por la energía el precio estacional. Los contratos a término son generalmente a precio fijo.

Lo que determina para los distribuidores su riesgo precio es la regulación que enfrentan en sus contratos de concesión con respecto a qué precios pueden transferir a sus clientes. En la mayoría de las concesiones se les permite pasar a las empresas distribuidoras los precios estacionales. Las empresas privatizadas que “heredaron” contratos pueden pasar a sus clientes el precio que pagan por esos contratos a término. Si estas empresas distribuidoras realizan nuevos contratos no pueden transferir estos precios a los usuarios sino que por lo general deben cobrar sobre la base del precio estacional. En cualquiera de los casos existe un riesgo precio que está dado por las pérdidas de energía que no pueden pasar a los usuarios finales.

a) Compras en el mercado spot

Identificación riesgo precio:

Al pagar en el mercado spot el precio estacional por sus compras, y al poder pasar a sus consumidores este precio, las empresas distribuidoras no tienen riesgo precio por estas operaciones. El riesgo precio, limitado por los precios estacionales, es transferido a los usuarios.

Con respecto a las pérdidas, el riesgo es que el precio spot pagado por las pérdidas no reconocidas sea muy alto. En este caso la distribuidora podría cubrirse comprando opciones call o futuros. Es importante aclarar que si bien el precio estacional es un pronóstico del precio spot efectuado por Cammesa, el precio estacional puede diferir del precio spot y por lo tanto la cobertura en el caso de los distribuidores no es perfecta.²²

²² La correlación entre el precio estacional y el precio spot (monómico) es de aproximadamente 0,76.

Cobertura con Compra de Futuros:

El caso sería por ejemplo el de un distribuidor que tenga que comprar 1000 MWh mensuales y tenga pérdidas por 150 MWh. El distribuidor puede pasar a sus usuarios el precio estacional que pague en el spot por los MWh que distribuye, pero lo que no va a poder transferir a sus usuarios, por lo menos no totalmente, es el precio que paga por los MWh de pérdidas. La magnitud de este riesgo para el distribuidor dependerá de su nivel de pérdidas y de la parte de las mismas que esté autorizada a pasar a sus clientes.

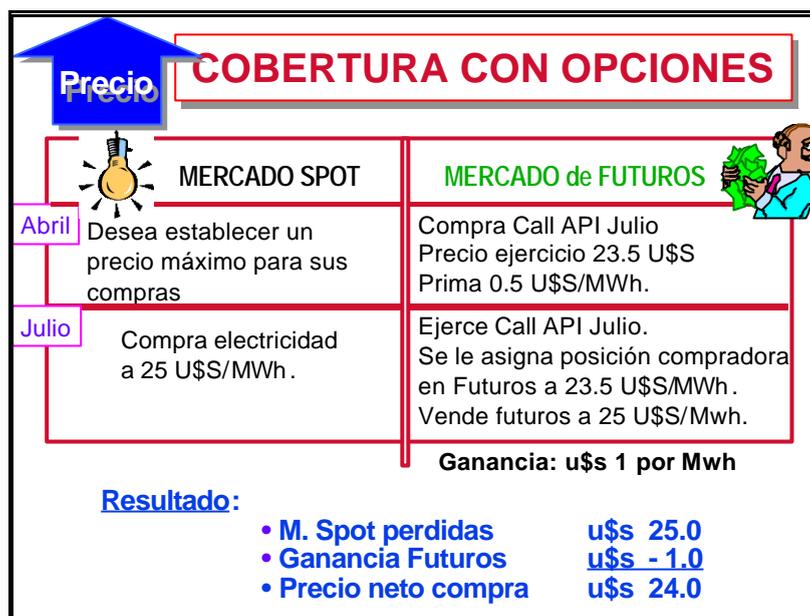
El riesgo que corre el distribuidor es tener que pagar las pérdidas muy caras. La estrategia que podría seguir es la de fijar anticipadamente un precio para las pérdidas. Supongamos que el distribuidor en el mes de abril desea establecer el precio que va a pagar por los MWh de pérdidas en el mes de julio. Para ello compra futuros Julio API por 15 MWh a un precio de 23 U\$S/MWh.

Si el precio sube a 25 U\$S él transfiriere a sus clientes ese precio por los 850 MWh que distribuye más los 100 MWh de pérdidas reconocidas. Los 50 MWh restantes los paga 25 U\$S/MWh en el mercado spot, pero por haber vendido futuros gana 2 U\$S por MWh y su precio final por las pérdidas es de 23 U\$S.

COBERTURA COMPRADORA		
	MERCADO SPOT	MERCADO de FUTUROS
Abril	Desea establecer un precio de compra para las perdidas de u\$s 23 por Mwh.	Compra contratos de API Julio a 23 U\$S/MWh.
Julio	Compra electricidad a u\$s 25 por Mwh	Vende contratos de API Julio a 25 U\$S/Mwh
		Ganancia: u\$s 2,0 por Mwh
Resultado:		
	• Precio perdidas	u\$s 25,0
	• Ganancia Futuros	u\$s -2,0
	• Precio neto compra	u\$s 23,0

Cobertura con Compra de Opciones de Compra(Call):

En este caso el distribuidor pone un precio máximo a lo que va a pagar por sus pérdidas. Si comprara un call con un precio de ejercicio de 23,5 pagando 0,5 U\$S de prima su resultado sería el siguiente:



b) Compras contratadas a término con pass – through

Identificación riesgo precio:

Los precios que debe pagar la empresa distribuidora por contratos que recibió con la privatización son pasados a los usuarios. En este caso no hay riesgo precio. La empresa compra a un precio fijo y le cobra a los usuarios en base a ese precio.

Con respecto a las pérdidas, el riesgo es que el precio contractual pagado por las pérdidas no reconocidas sea mayor al spot. En este caso el distribuidor podría cubrirse comprando opciones Put.

c) Compras contratadas a término libres (sin pass - through)

Identificación riesgo precio:

Los contratos que tienen los distribuidores con generadores que no estén sujetos a las cláusulas de pass - through representan un riesgo precio para estas empresas. En este caso el riesgo de las empresas distribuidoras es que el precio estacional baje, ya que esto las obligará a disminuir el precio que cobran a los consumidores mientras que el precio que ellas pagan por la energía permanece estable por contrato.

El riesgo comentado en el punto anterior aumenta si el distribuidor tiene un elevado nivel de pérdidas. Las empresas pueden considerar en sus tarifas un cargo por pérdidas. El precio al cual se le reconocen las pérdidas es el precio estacional y por un porcentaje que puede ser inferior al de la distribuidora. En este caso el problema es que el distribuidor pague le energía a un precio por su contrato de abastecimiento y que el precio estacional disminuya. Las pérdidas en este caso el distribuidor las paga a un precio más alto del que le es reconocido y no alcanza a recuperarlas.

Compra opciones Put:

Supongamos el caso de una empresa distribuidora que tiene contratos de abastecimiento con un generador a un precio de 25 U\$/MWh. La empresa sabe que si el precio estacional disminuye por debajo del precio de su contrato tiene pérdidas. Para evitar esta situación compra opciones de venta en el mercado de futuros para poder obtener ganancias si los precios estacionales (y los de futuros) bajan, con el fin de compensar la caída en el precio que pueden cobrar a los consumidores.



Con respecto a las pérdidas, el riesgo es también que el precio contractual pagado por las pérdidas no reconocidas sea mayor al spot. En este caso el distribuidor se cubre de la misma forma, comprando opciones Put.

4. Conclusiones

Los logros del sector eléctrico argentino en la primer etapa de su transformación han sido muy importantes. Sin embargo, dadas las características actuales del mercado, algunas innovaciones son necesarias para que el mercado eléctrico continúe mejorando su performance.

El grado de desarrollo del mercado eléctrico argentino permitiría la introducción de un mercado de futuros donde los actores del mismo tengan la posibilidad de manejar su riesgo precio. Sumado a esto, la experiencia de otros mercados eléctricos como el Australia, Nueva Zelanda, Estados Unidos y Suecia/Noruega, indica que la conformación en Argentina de un mercado de transferencia de riesgo entre los actores, constituyendo un mercado de futuros y opciones para administrar las variaciones de precio de la energía, es un camino a seguir en el corto plazo.

La gran volatilidad de los precios de la energía que enfrentan los participantes del mercado eléctrico, generadores, distribuidores, grandes consumidores y comercializadores, hacen necesario la existencia de un instrumento que les permita estabilizar los precios de sus compras y ventas de electricidad.

La constitución de un mercado donde se negocien contratos de futuros y opciones sobre energía eléctrica permitiría a las empresas que tienen posiciones en el mercado spot transferir el riesgo, al que están expuestas por la volatilidad de los precios, a otros agentes que estén dispuesto a asumirlo.

La conformación de un mercado de futuros eléctrico es una señal importante para el futuro desarrollo del sector, brindando una solución de mercado al problema de la volatilidad de los precios y contribuyendo a que el sector continúe su proceso de desregulación y de mayor competencia permitiendo así mejorar los precios finales para los consumidores y la calidad del servicio.

5. Bibliografía

Abdala, M. A., “Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina”, Informe preparado para Rofex por Navigant Consulting Inc., Noviembre de 1999.

Arufat, J.L., Neder, A.E., y Abdala, M.A., Los precios locales en el Mercado Eléctrico Mayorista Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. Salta, 1996.

Badaraco, E., “La transformación del sector eléctrico argentino. La visión de los generadores”, en “Argentina: el Sector Eléctrico”, Manrique Zago (ed), 1998.

Bastos, C. M. y Abdala, M. A., “Transformación del Sector Eléctrico Argentino”, Pugliese Siena SRL ed., 1995.

Chicago Board of Trade, “CBOT ComEdSM Hub and TVA Hub Electricity Futures and Options Reference and Applications Guide”, 1999.

Hayt, Gregory, “Electricity: Deregulation of the power industry around the world is creating a huge new derivatives market”, 1997.

CHILENO, “”, en “Argentina: el Sector Eléctrico”, Manrique Zago (ed), 1998.

Sitios de internet

www.sfe.com.au

www.nzfoe.co.nz

www.nymex.com

www.cbot.com

www.nordpool.com

www.cammesa.com