

Derivados sobre energía eléctrica.

Autor: Leandro Fisanotti

Tutor: Juan José Battaglia

Abril 2011

Índice

Derivados sobre energía eléctrica.	1
Índice	2
Introducción:	3
Parte I	4
El Mercado Eléctrico en Argentina	5
Etapa I: El Mercado Regulado (1900-1989).	5
Etapa II: El Mercado Desregulado (1989-2002).	7
Etapa III: El Mercado con Intervención Estatal.	15
Parte II	18
Generalidades de los Mercados de Futuros y Opciones:	19
Experiencia internacional en derivados sobre electricidad	20
Estados Unidos	21
Europa	23
Parte III	28
Aplicabilidad de los contratos de Futuros y Opciones en el Mercado Argentino	29
Conclusiones	35
Bibliografía	36
Agradecimientos	37
Apéndice I: Glosario básico sobre electricidad	38
Apéndice II: Estrategias elementales de cobertura con Futuros y Opciones	42
Apéndice III: Listado de Contratos de Futuros y Opciones en CME Group	48

Introducción:

Etimológicamente, el término energía proviene del griego y significa fuerza de acción. Se trata de un recurso natural, susceptible de uso económico, y resulta imposible pensar el desarrollo de cualquier actividad económica sin su intervención.

La energía no representa nunca un bien para el consumo final, sino un insumo que se consume en la producción de otros bienes o prestación de servicios. Existen diversas fuentes energéticas utilizables. La electricidad es un fenómeno físico que se manifiesta en fenómenos mecánicos, térmicos, lumínicos, entre otros. Adicionalmente, debemos considerar ciertas características propias de este insumo que complejizan su análisis desde un enfoque económico: se trata de un bien que no puede ser almacenado, por cuanto su generación y consumo son inmediatos. Por otra parte, no existen sustitutos al mismo, es decir, pueden variar sus fuentes, pero el uso de energía se mantiene indispensable en la realización de las distintas actividades productivas.

La energía eléctrica es ampliamente utilizada dada su versatilidad, en las más diversas actividades humanas.

El objetivo del presente trabajo es:

- Describir la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM)
- Definir sus actores e identificar los riesgos a los que se expone cada uno de ellos según la posición que asumen en el mercado
- Develar la formación de precios en el contexto en que se desarrollan las transacciones económicas y evaluar su volatilidad
- Conocer experiencias internacionales en la instrumentación de derivados sobre Energía Eléctrica
- Valorar la factibilidad de desarrollo de un mercado de derivados sobre este commodity en la Argentina.

Se han incorporado al trabajo dos apéndices. El primero intenta definir algunos conceptos elementales sobre la energía eléctrica, con intención de facilitar la comprensión de aquellos lectores que no se encuentren familiarizados con la terminología de la materia.

Por su parte, el segundo describe en forma ejemplificada las operaciones básicas en los Mercados de Futuros y Opciones. Quienes tengan conocimientos respecto a este particular podrán omitir su lectura.

Parte I

El Mercado Eléctrico Argentino

El Mercado Eléctrico en Argentina

La experiencia indica que solamente puede implantarse exitosamente un mercado de derivados si el activo subyacente es transado en el marco de un mercado desregulado, o al menos en un estado avanzado de desregulación¹. Asimismo, sólo en mercados desregulados el precio actúa verdaderamente como señal económica, fijándose en forma libre y transparente, motivando a quienes concurren a valerse de herramientas de cobertura que permitan mitigar los riesgos inherentes a las posiciones que asumen frente a las posibles variaciones en los precios.

La evolución histórica del mercado eléctrico en la Argentina puede verse desmembrada en tres etapas; a saber:

- **Mercado regulado.** Tiene lugar desde el origen del mercado hasta la década de los '90, momento en el cual se ve acelerado el proceso de desregulación y privatización.
- **Mercado desregulado.** A partir de la ley de reforma del Estado y, puntualmente ante la sanción de la ley 24.065 en 1992, el Estado Nacional cede su rol protagónico como proveedor exclusivo de todas las funciones del mercado energético pasando éstas a manos privadas, bajo la supervisión estatal.
- **Mercado con intervención Estatal.** A partir del año 2002, el Gobierno Nacional ha tomado mayores decisiones en materia de regulación e intervención del Mercado Eléctrico.

Etapa I: El Mercado Regulado (1900-1989).

Tal como se dio en la mayoría de los países, el desarrollo inicial de la actividad de suministro eléctrico en la Argentina se dio en el marco de la intervención estatal. Esta etapa tuvo lugar en un marco de carencia de planificación, que intentó suplirse incrementando al máximo posible la regulación por parte oficial y decantó en una importante crisis de oferta en la década del '80.

A continuación se ofrece una síntesis de un período que abarcó aproximadamente un siglo².

¹ ABDALA, M. (1999). *Evaluación de Contratos de Futuros y opciones Eléctricos en Argentina*. Informe para ROFEX.

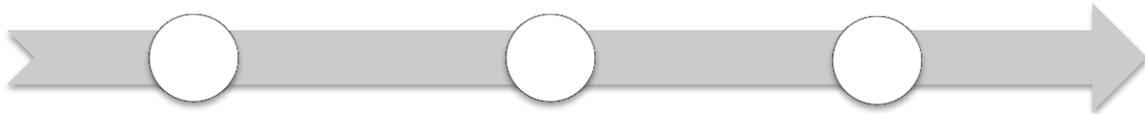
² CAMMESA. Antecedentes del mercado eléctrico. Consultado el 26/02/2010. <http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/antecedente.aspx>

Período Expansivo (1900-1942)

- Se da la introducción del servicio con las primeras concesiones.
- La expansión es lenta e insuficiente.
- Se promueve la instalación de autogeneración.

Presencia Estatal (1949-1959)

- Comienza un período de fuerte presencia estatal en el sector, comenzando por el interior del país.
- Se hace eje en el potencial hidráulico del país.
- Los servicios públicos son declarados de naturaleza gubernamental (art. 40 CN - 1949)



Estancamiento y Escasez de Suministro (1943-1948)

- La dependencia de la generación eléctrica de la provisión de hidrocarburos condiciona la actividad por la falta de autosuficiencia.
- El suministro eléctrico es un limitante del desarrollo industrial argentino.

Normalización e Intervención Estatal (1960-1976)

- La ejecución de obras hidráulicas permite el equilibrio hidrotérmico en la generación.
- Las empresas del sector son manejadas por el Estado.

1990 - Comienzo de la transformación del sector.

1992 - Desregulación.



Crisis Energética (1979-1989)

- Mercado deterioro en las actividades. Gran ineficiencia del sector.
- Las finanzas de las empresas (públicas) encargadas de la generación y distribución colapsan.
- Falta de suministro generalizada.

Etapla II: El Mercado Desregulado (1989-2002).

La sanción de la Ley 24.065 de 1992 (Régimen de la Energía Eléctrica), con sus correspondientes decretos reglamentarios y ulteriores modificatorias marcaron el camino hacia la liberación del mercado de energía eléctrica. Entre los principales efectos que pueden mencionarse se destaca:

- a. **Separación de funciones.** En el estadio anterior de evolución del mercado, todas las funciones, desde la generación a la puesta a disposición del bien, recaían sobre el Estado a través de distintos organismos públicos.

La generación de energía eléctrica, así como su transporte y distribución pasan a ser actividades privadas, pactando compradores y vendedores precios y volúmenes a operar por medio de contratos en el Mercado a Término (en rigor, un mercado de *Forwards*) o bien volcando su producción y sus compras respectivamente en el Mercado Spot. Ambos (Mercado Spot y Mercado a Término) serán abordados exhaustivamente en secciones siguientes. Dada su relevancia estratégica, ciertos generadores se mantuvieron bajo la órbita estatal, como las centrales nucleares y algunas centrales hidroeléctricas.

Desde el punto de vista teórico las funciones de Transporte y Distribución constituyen, por operar bajo economías de escala, monopolios naturales. Al estar estas actividades monopólicas bajo el control oficial, los precios son fijados por organismos gubernamentales destinados a la regulación del sector. Al pasar a manos privadas resulta imperativo el control estatal para evitar que las empresas que pasan a manejarlos puedan ejercer el poder de mercado que la actividad les confiere. Las funciones de Transporte y Distribución deben operar entonces bajo una modalidad de tarifas reguladas³.

La red de transporte en Alta Tensión (220 y 500 kW) es operada en la Argentina por Transener y se complementa con la operación de otras distribuidoras troncales, siempre como proveedor monopólico de la función en su zona.

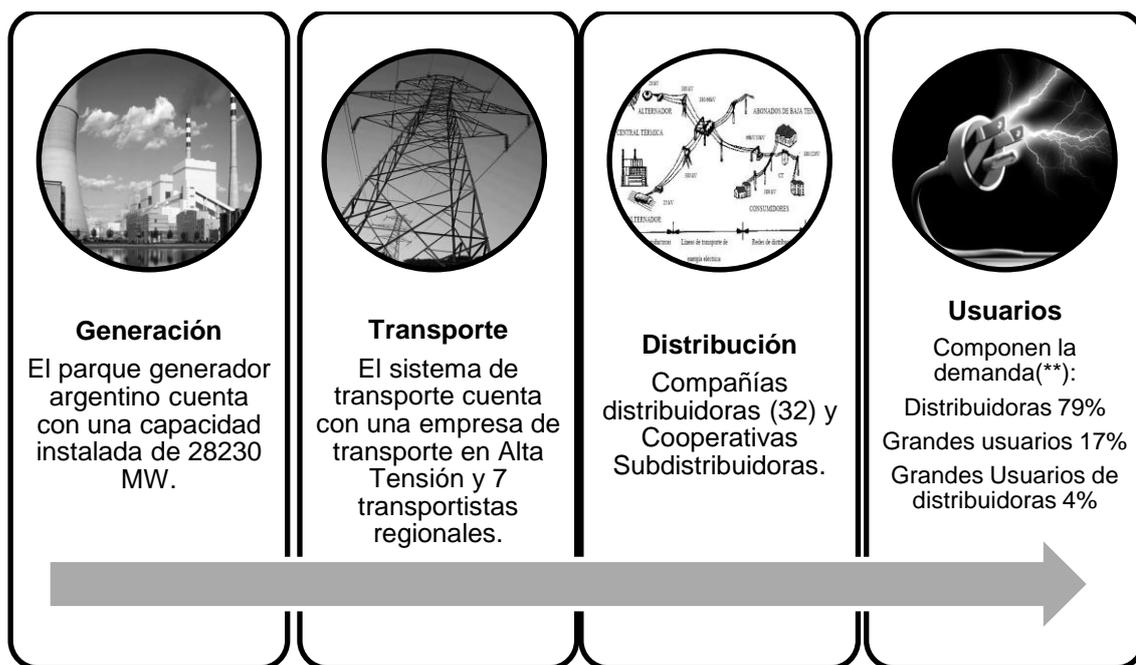
- b. **Introducción de la figura de los comercializadores.** La función comercial dentro del mercado eléctrico, que atraviesa en forma transversal a las otras, hasta el contacto con la demanda vio posibilitado su desarrollo con el nuevo marco regulatorio implementado a partir de 1992.
- c. **Creación de Cammesa.** En 1992 se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima (CAMESA); se trata de una sociedad anónima cuyo objetivo es actuar como operador del mercado eléctrico, coordinando los despachos.

Cammesa se integra en partes iguales por el Estado Nacional y cuatro asociaciones civiles que representan a los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. En esta conformación, el Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía tiene poder de veto.

³ HUNT, S. (2002). *Making competition work in electricity*. Ed. John Wiley & Sons, inc. EE.UU.

La estructura de separación de funciones se mantiene actualmente, presentando a la fecha la siguiente conformación:

Esquema 1 - Cadena de Valor del Mercado Eléctrico en Argentina (*)



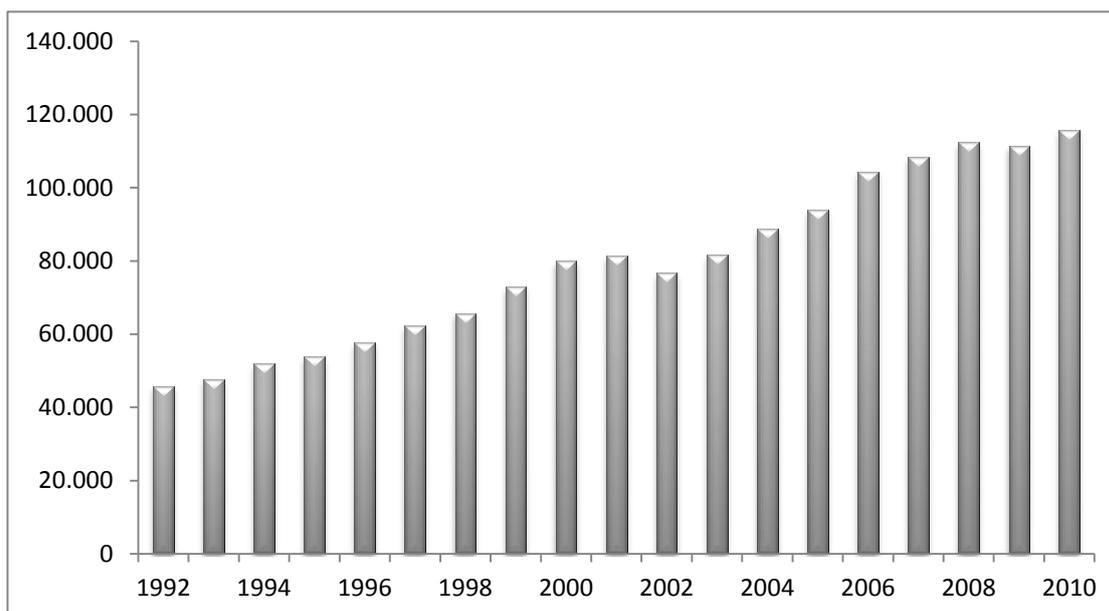
Fuente: Elaboración propia en base a información de Cammesa.

(*) Datos correspondientes al Informe Mensual de Enero 2011.

(**) Datos de consumo acumulados año 2010.

Las características que asumió el mercado bajo este marco regulatorio, permitió incrementar la capacidad de provisión, con aumentos en la capacidad instalada que dio soporte al incremento en la demanda durante la década del '90 del orden del 74% (demanda año 2000 vs. base 1992).

Gráfico 1 – Evolución de la demanda neta de energía eléctrica en Argentina, en GWh, 1992 a 2010.



Nota: A partir de Marzo de 2006, las energías consignadas son MEM + Patagonia.
Fuente: Elaboración propia en base a información de Cammesa.

A partir de 2002 se dieron modificaciones en el marco regulatorio del mercado que condujeron a significativos cambios en su operatoria, aunque no en su estructura. Es por esto que previo al desarrollo de la tercera etapa definida se profundizará en los aspectos estructurales del mercado, sus concurrentes y la formación de precios.

Los Actores del Mercado Eléctrico Mayorista:

Los agentes del MEM son definidos en forma expresa por la Secretaría de Energía de la Nación y su actividad está sujeta a las regulaciones propias del Mercado. Son actores del mercado eléctrico: generadores, cogeneradores, autogeneradores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios (en sus distintas categorías, definidas por Cammesa).

A continuación se describe sintéticamente las características de los agentes más relevantes, haciendo hincapié en los riesgos a los que están expuestos ante cambios en los precios.

Generadores:

Como es evidente, son aquellos agentes conectados al sistema eléctrico cuya función es la producción de energía eléctrica mediante la utilización de fuentes energéticas primarias con el objetivo de ponerla a disposición del mercado, tanto sea esto por medio de contratos de abastecimiento (Mercado a Término) o en el Mercado Spot, transando su producción según sea el precio establecido para ese intervalo horario

(mayores precisiones en relación a la formación del precio Spot serán brindadas más adelante).

El costo de producción de un Generador está dado por el costo de operación de su actividad y el costo de transporte desde el origen, emplazamiento de la planta, hasta el Centro de Carga del Sistema, definido en el Nodo de Ezeiza.

Hasta el nivel de contratos celebrados, los Generadores colocan su producción en el Mercado a Término y transan excedentes o faltantes en el Mercado Spot. En consecuencia, el Generador está expuesto a resultados por la variación en el nivel de precios; tanto por la producción no colocada por medio de contratos (riesgo a la baja de precios) como por la necesidad de comprar a precios superiores a los definidos por el contrato en el caso de no poder ser despachado (riesgo a la suba de precios, se destaca que este punto bien puede no ser considerado ya que los contratos son, en la actualidad, celebrados en su mayoría pactando el precio como el nivel transado en el Spot con más un porcentaje)⁴.

Por último, existe también la posibilidad que el precio en el Mercado Spot supere el nivel de precios pactado en los contratos comprometidos por el generador, lo cual resulta en una menor rentabilidad para aquel agente que fija precios *forward* respecto de aquel que opera en el Spot en ese momento.

Autogeneradores:

Tal como su nombre lo indica, los autogeneradores producen energía eléctrica para su propio consumo. Se trata de entidades que llevan adelante tareas que no solamente requieren de un consumo intensivo de electricidad, sino que a su vez requieren elevadas condiciones de confiabilidad de suministro.

Por la magnitud de las inversiones que esto requiere, es un segmento de la generación poco dinámico, que presenta una baja tasa de crecimiento.

Al mes de enero de 2011 actuaban en el mercado eléctrico argentino 23 autogeneradores.

⁴ En caso de no estar despachado, el Generador debe adquirir al mercado Spot la energía necesaria para cubrir sus obligaciones por contratos celebrados con usuarios del MEM.

Tabla 1 – Autogeneradores, enero 2011

Agentes Autogeneradores - Enero 2011	
ALUAR SA	YAC.ENTRE LOMAS
ALTO PARANA - Pto.Piray	PRAXAIR - F.Varela
ARCOR – Arroyito	QUILMES – Pta. Tres Arroyos
AZUCARERA JUAN M.TERAN SA	MOLINO JUAN SEMINO SA
CAPEX S.A.	SHELL CAPSA – Pta. Dock Sud
CHEVRON ARGENTINA - Huantraico	SIDERAR – Pta. San Nicolas
LEDESMA SAAI	SOLALBAN ENERGIA SA
LOMA NEGRA - Pta. Barker	YPF YAC P.HERNANDEZ
LOMA NEGRA – Pta. Olavarria	CENTRAL TÉRMICA LOMITA
LOMA NEGRA - Pta Sierras Bayas	YPF Los Perales
MOL.RIO PLATA - San Lorenzo	YPF Pza. Huincul
NIDERA SAFORCADA - Junin	

Fuente: Elaboración propia en base a Informe Mensual 01/ 2011 (Cammesa)

Transporte:

Las empresas encargadas del transporte cumplen la función de vincular por medio de un sistema integrado los puntos de generación y consumo de la energía eléctrica. En rigor unen a los generadores con las distribuidoras, aunque existen casos particulares en que grandes usuarios del mercado se conectan en forma directa al sistema de transporte, haciendo un *bypass* a la función de distribución.

Las empresas transportistas se encargan de operar y mantener el sistema, actividad por la que cobran una tarifa. No intervienen comprando ni vendiendo energía. Dada su naturaleza monopólica, sus tarifas se encuentran reguladas por el Estado.

Distribuidores:

Los distribuidores están a cargo del último nivel de relación entre la producción y el consumo, adquiriendo energía al mercado mayorista y comercializándola a los usuarios finales con un agregado de precio dado por el costo de operación y mantenimiento del tendido de distribución, y su margen de rentabilidad. Al igual que en el caso de los transportistas, sus tarifas se encuentran reguladas.

Vale aclarar que en el caso de los usuarios que adquieren su demanda en forma directa a los generadores, remuneran la distribución a estos actores mediante el pago de un peaje.

Grandes Usuarios:

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista están definidos y clasificados por la normativa vigente en base a su nivel de consumo. En base a esto, poseen distintas responsabilidades.

Los usuarios se clasifican en Grandes Usuarios Mayores (GUMA); Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

- *Grandes Usuarios Mayores (GUMA)*

Los requisitos para que un usuario del mercado eléctrico sea considerado GUMA son los siguientes:

- a. Tener, como mínimo, en cada punto de suministro una demanda de consumo propio de potencia mayor o igual a 1 MW y de energía mayor o igual a 4380 MWh anuales.
- b. Contratar al menos el 50% de la demanda mediante contratos celebrados con generadores. La duración de estos contratos no puede ser inferior a 4 períodos trimestrales consecutivos.
- c. Instalar un equipo de medición, que habilite la lectura remota del consumo por parte de Cammesa. Este equipo se denomina SMEC.
- d. Contar con un esquema de alivio de carga.

- *Grandes Usuarios Menores (GUME)*

Para ser considerados GUME, los usuarios deben cumplimentar los siguientes requisitos:

- a. Demandar potencia, en cada punto de suministro, entre los 100 KW (0.1 MW) y los 2000 KW (2 MW).
- b. Contratar la totalidad de su demanda a generadores reconocidos del MEM. La duración de los contratos es igual a la requerida para los GUMA.

- *Grandes Usuarios Particulares (GUPA)*

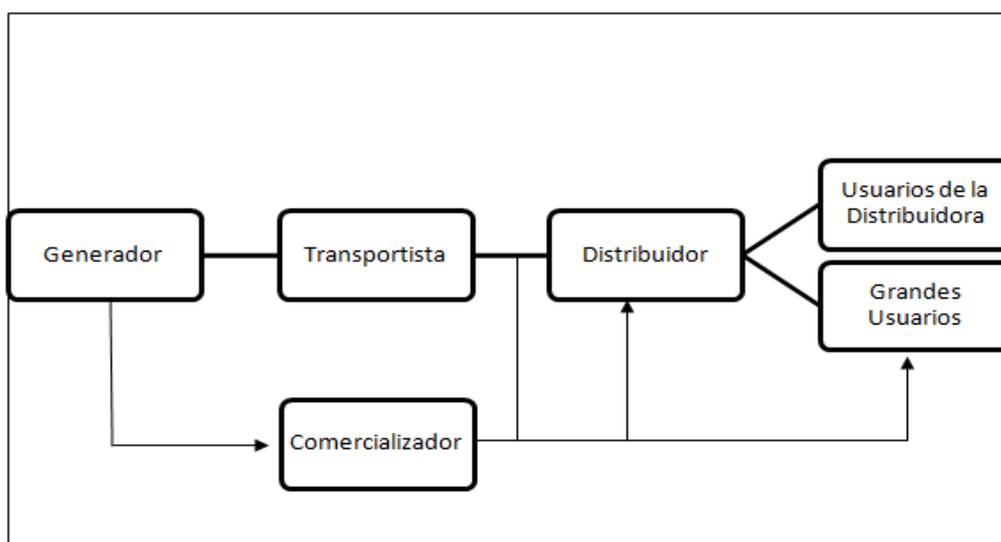
Las condiciones son iguales a las requeridas para los GUME, pero el nivel de potencia exigido es inferior, siendo ésta definida por el intervalo entre 50 y 100 KW. Existen muy pocos usuarios categorizados dentro de esta tipificación.

Descontando el caso de las distribuidoras, la demanda que no se encuentra dentro de las categorías mencionadas en forma precedente no accede en forma directa al MEM, aunque en algunos pueden acceder a la compra de energía a los Generadores en forma indirecta, a través de mandatos celebrados con las distribuidoras.

Finalmente se menciona a los **Comercializadores**, que actúan intermediando entre oferentes y demandantes.

El siguiente esquema ilustra las relaciones entre las distintas partes intervinientes en el MEM:

Esquema 2 – Relaciones en el MEM



El Mercado y la formación de Precios:

Definidos los actores intervinientes, pasamos a describir el mercado que conforman. En verdad, existen tres mercados que coexisten, y que poseen características particulares:

- El Mercado Spot.
- El Mercado a Término (MAT).
- El Mercado Estacional (Sistema de Estabilización de Precios.)

El **Mercado Spot** resulta el destino natural de la producción de los generadores. La energía eléctrica que producen se inyecta al sistema integrado de transporte y distribución para el uso de los consumidores. Este balance de generación-consumo es inmediato, por cuanto es responsabilidad de Cammesa gestionar las actividades de generación de modo que la demanda sea satisfecha en todo momento (llegado el caso, Cammesa también puede intervenir disminuyendo forzosamente la demanda).

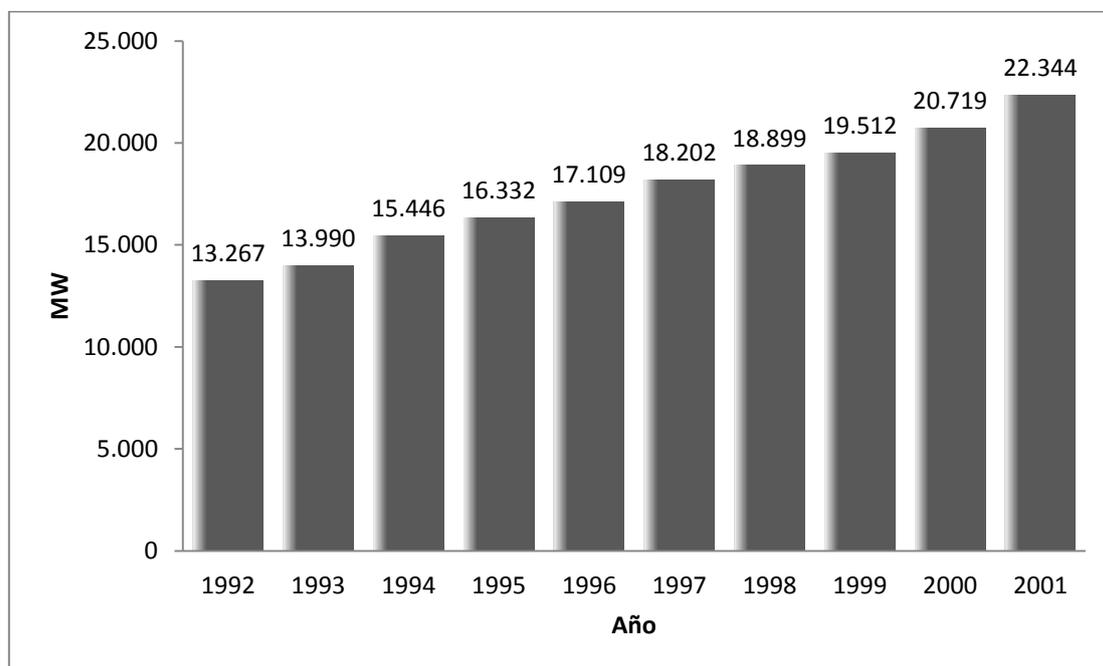
Una segunda responsabilidad de Cammesa, como administrador del sistema, es la sanción de precios. El precio se define en forma horaria y está dado por el costo de producción del último MWh generado para abastecer la demanda en ese período.⁵

Esta modalidad operativa resultó competitiva e incrementó considerablemente los márgenes de utilidad de aquellos generadores que realizaran inversiones en desarrollo de procesos productivos más eficientes. Esto se tradujo en un notable incremento de la capacidad instalada a lo largo de la década del '90, destacándose la incorporación de tecnología de punta en la generación. Haciendo eco de lo mencionado, el costo de la energía disminuyó progresivamente en el período aludido, desde un nivel de US\$ 39

⁵ Posteriormente se mencionará que esta metodología ha sido modificada en función de modificaciones en la normativa que se introdujeron en el año 2002.

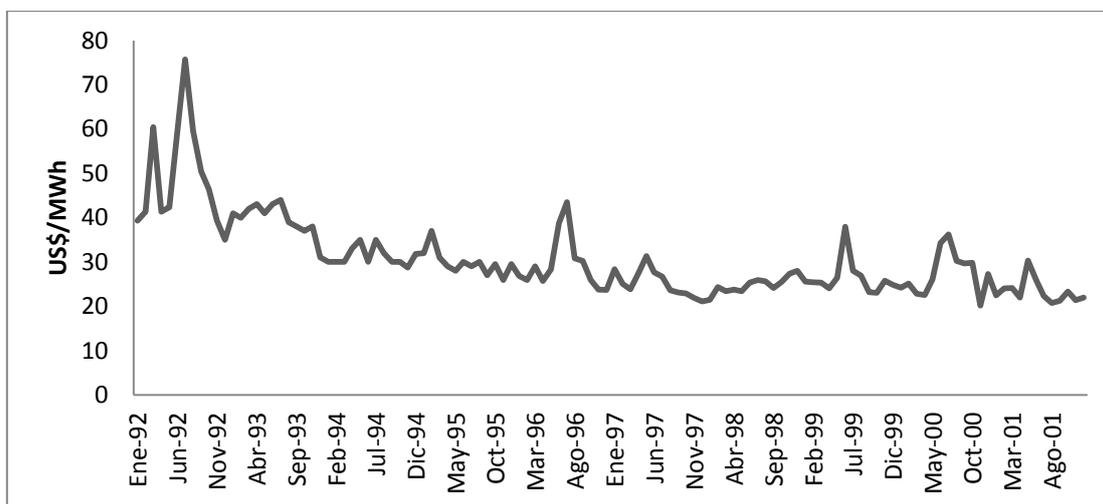
registrado en enero de 1992 hasta US\$ 22.50 promediados en el mismo mes del año 2001.⁶

Gráfico 2 – Evolución de la potencia instalada en Argentina, en MW, 1992 a 2001.



Fuente: Elaboración propia en base a información de Cammesa.

Gráfico 3 – Evolución del precio monómico promedio mensual de la energía eléctrica en Argentina, en US\$/MWh, 1992 a 2001.



Fuente: Elaboración propia en base a información de Cammesa.

⁶ Los precios comparados corresponden a los promedios mensuales, el precio Spot es sancionado hora a hora.

Se destaca que los precios contrastados corresponden a igual mes de cada año, a fin de no sesgar la comparación por la estacionalidad que presentan los costos de producción.

Los distribuidores no acceden al Mercado Spot en forma directa sino que adquieren la energía eléctrica que ponen a disposición de los usuarios finales a través de un **Sistema de Estabilización de Precios**, denominado **Mercado Estacional**. Cammesa sanciona semestralmente, con revisiones trimestrales, los precios que estarán vigentes para estos actores del mercado. De esta forma elimina el riesgo precio, y se otorga una gran previsibilidad, sin mencionar el hecho de que la función de distribución traslada el costo a los usuarios⁷.

Actualmente, la principal problemática de los Distribuidores está dada por la operatividad de sus tendidos de baja tensión, mayoritariamente saturados, y no por la adquisición de energía al mercado mayorista.

Por último, el **Mercado a Término** se compone de generadores y usuarios que celebran contratos de suministro eléctrico. Se trata de un Mercado *Forward* en el cual los precios y cantidades a transar son fijados por las partes. Si bien está contemplada la cesión de contratos, éstos son confeccionados a medida de cada usuario y resultan sumamente ilíquidos.

En el año 1999, solamente el 17% de la energía comercializada en la Argentina correspondió al Mercado a Término.

Etapa III: El Mercado con Intervención Estatal.

En el año 2002 se dieron condiciones particulares que afectaron al mercado eléctrico argentino. La crisis económica y salida del sistema cambiario vigente desde el comienzo del mercado desregulado perturbaron las condiciones de demanda y, por sobre todo, los niveles de costos de todos los actores, fundamentalmente por un proceso forzado de pesificación de las tarifas.

En respuesta a este contexto, numerosas modificaciones en el marco regulatorio del sistema alteraron sustancialmente las condiciones en que oferta y demanda de electricidad realizaban sus transacciones.

La Resolución 8/02 de la Secretaría de Energía de la Nación fijó un tope al precio Spot. Este se sancionó en un máximo de \$ 120/MWh y es el límite que permanece vigente hasta la actualidad. Otro cambio regulatorio de consideración es establecido en forma ulterior mediante la Resolución 240/03 emanada de la misma entidad, que excluye de la formación del precio Spot a los generadores hidráulicos, así como aquellos térmicos que utilizaran combustibles alternativos al gas natural.

A priori, este tope redujo significativamente el margen de rentabilidad de los generadores, generando inconvenientes para cubrir los costos operativos en ciertos intervalos de tiempo, de acuerdo a las condiciones de generación. Es estos casos, los

⁷ Esta traslación varía según los distintos tipos de usuarios de las distribuidoras. Las tarifas que aplican las distribuidoras están sujetas a la regulación estatal.

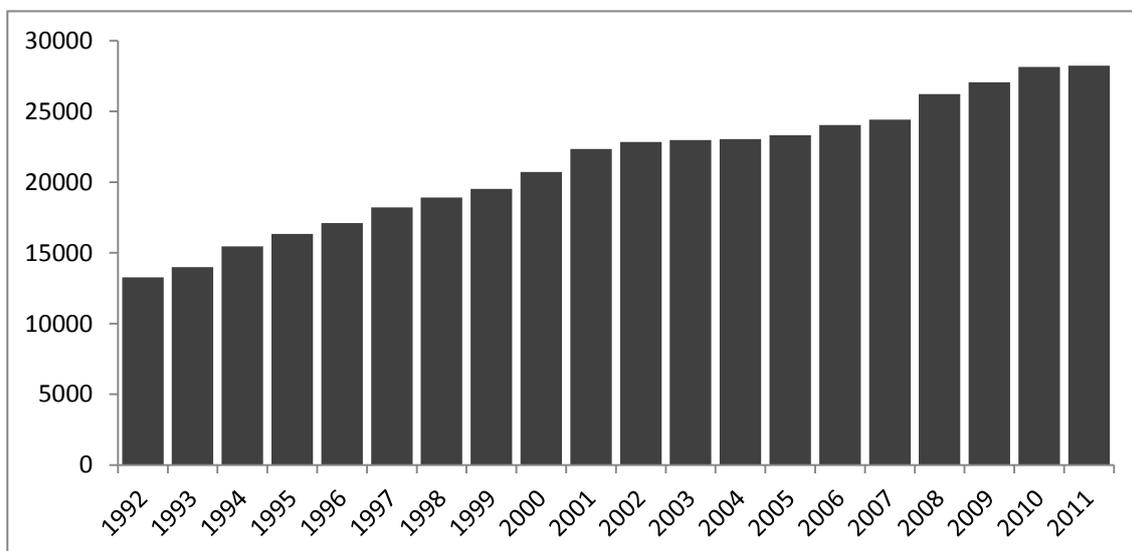
costos no cubiertos por los generadores pasaron a formar parte de una cuenta denominada Sobrecosto Transitorio de Despacho que es administrada por Cammesa y saldada mediante subsidios y “sociabilización” del importe repartiéndolo entre la demanda.

El impacto de este cambio en la regulación fue evidente: las inversiones privadas en generación se redujeron. La potencia instalada en el país que registraba crecimientos constantes del orden del 5% anual comenzó a presentar menores tasas de evolución a partir de 2002; conllevando a niveles insuficientes para la cobertura de la demanda.

Asimismo, la pérdida de atractivo del mercado para los generadores implicó concentración de los generadores y menor competencia.

Como puede observarse en el gráfico 4, la capacidad instalada recién retomó la tendencia incremental a partir de 2008 y lo hizo de la mano de la intervención estatal.

Gráfico 4 – Evolución de la potencia instalada, en MW, 1992 a 2011.



Fuente: Elaboración propia en base a información de Cammesa.

Posteriormente, se dieron nuevas modificaciones en el marco regulatorio que profundizaron los cambios en el contexto del mercado. Se destaca la Resolución 1.281/06 que establece prioridades de suministro para los usuarios residenciales y servicios esenciales.

Los usuarios con demanda de potencia superior a los 300 kW solo pueden respaldar su demanda hasta el nivel registrado en el año 2005, conocido como demanda base, celebrando contratos de suministro con respaldo. El excedente de demanda respecto de dicha base puede ser contratada con respaldo solamente a aquellos generadores que hayan incrementado su potencia instalada en forma posterior a la sanción de la resolución.

El siguiente cuadro intenta resumir la exposición que enfrenta cada actor del mercado en relación al nivel de precios.

	<i>A la Suba</i>	<i>A la Baja</i>
Generador	<p>* 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.</p> <p>* 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)</p>	* Por la venta de energía en el Mercado Spot, o bien por medio de contratos ligados al precio Spot.
Grandes Usuarios Mayores	* 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.
GUMEs / GUPAs	* Por la compra mediante contratos ligados al precio Spot.	
Distribuidores	Realizan sus transacciones en el Sistema de Estabilización de Precios, disminuyendo su exposición.	
Transportistas	No compran ni venden energía. No se encuentran expuestos.	

Parte II:

Los Mercados de Futuros y Opciones

Generalidades de los Mercados de Futuros y Opciones:

En la sección precedente se han definido los conceptos de Mercado Spot y Mercado a Término para la energía eléctrica. En el caso del Mercado Eléctrico Argentino, la conjunción de éstos, con adición del sistema de estabilización de precios – el Mercado Estacional- al que concurren los distribuidores, completan la estructura total del intercambio.

El **Mercado Spot** tiene como principal función la transferencia física de un bien. El precio que rige es el sancionado para cada intervalo de tiempo y debe ser aceptado por las partes oferentes y demandantes.

Considerando que lo que se transa es energía eléctrica, y que la misma tiene imposibilidad de stock, el Mercado Spot balancea en forma instantánea oferta y demanda.

El **Mercado a Término**, también definido anteriormente, es un mercado de contratos en el cual compradores y vendedores pactan enteramente las condiciones en que realizarán el intercambio (precio, plazo, cantidad). De éste modo los compradores aseguran una cantidad de suministro a un precio determinado, pudiendo éste ser fijo o vinculado al precio Spot.⁸ De igual manera, los generadores pueden prever el nivel de demanda y proyectar sus ingresos por la venta de energía que surge de los convenios que pacten. Podemos decir que al igual que el Mercado Spot, el Mercado a Término tiene por objetivo la compra-venta física del bien comercializado, sólo que corresponde a un momento futuro. Este tipo de contratos es denominado como contratos *Forward*.

Son **Mercados de Futuros**, por su parte, aquellos en los que no se negocian existencias físicas sino contratos de futuros.

Hull (2002) define los contratos de futuros asemejándolos en primer término a los contratos *forward* en función que ambos vinculan parte compradora y vendedora, en la transacción de un bien subyacente y en un momento futuro. Dicho esto, inmediatamente traza la diferencia entre estos instrumentos agregando que los futuros son negociados de manera regulada, en mercados institucionales. Para que esto sea posible, los contratos negociados son estandarizados, siendo la única variable de negociación el precio.⁹

En los contratos *forward* existe el riesgo que las partes contratantes no cumplan, por diversos motivos, las obligaciones asumidas en el pacto. Esto se conoce como riesgo de contraparte. El contrato de futuros por su parte, al celebrarse en un marco institucional, elimina el riesgo bilateral ya que la casa compensadora (actor de este mercado) es contraparte de todos aquellos que intervienen en él. Las operaciones son

⁸ Una muestra de contratos correspondiente al año 2011 mostró que la totalidad de los mismos se realizan en la modalidad "Spot + %", siendo el *mark up* que presentan el único elemento de negociación en relación al precio. En escaso número se ofrece la alternativa de precio fijo en divisas, presentándose como una alternativa, a priori, más onerosa para el comprador.

⁹ HULL, J. (2002) *Futures, Options and other derivatives*. Ed. Prentice Hall. EE.UU.

garantizadas mediante el *clearing* diario de las tenencias, un proceso conocido como *mark-to-market* mediante el cual se constituyen garantías por la fluctuación en las cotizaciones de las posiciones que un comprador o vendedor tiene abiertas en futuros¹⁰.

De este modo, quien concurre al mercado de futuros habrá eliminado el riesgo precio (presente en el Mercado Spot) y el riesgo de contraparte (propio de los contratos *forward*) trocándo éstos por uno de menor cuantía que es la posibilidad que la cotización de los futuros no acompañe en forma exacta la evolución de los precios en el mercado físico. Esto se denomina riesgo de base.¹¹

Los contratos de **Opciones** son un tipo particular de derivado. Éste otorga al comprador (o tomador) el derecho mas no la obligación de comprar en un momento futuro y a un cierto precio, un activo determinado. La contraparte de este contrato, el vendedor (o lanzador), recibe a cambio una prima por obligarse contractualmente.

Las Opciones son negociadas tanto en mercados institucionales como no institucionalizados (*over the counter* u OTC). Podemos a su vez diferenciar dos tipos de opciones: aquellas que otorgan el derecho a comprar el activo subyacente (opciones de compra o *calls*) y las que otorgan al tenedor el derecho a vender el activo subyacente (opciones de venta o *puts*).

Las opciones negociadas en mercados institucionales, al igual que los futuros, son contratos estandarizados (tanto en su vencimiento, cantidad y especificaciones del subyacente). Quienes concurren al mercado negocian exclusivamente la prima.

Tal como en los futuros, no existe el riesgo bilateral ya que el mercado actúa como contraparte central y el cumplimiento es garantizado mediante la liquidación diaria de márgenes de garantía.

En lo subsiguiente, al momento de evaluar la operatoria de éstos derivados, se hace referencia a opciones sobre futuros, tanto de compra como de venta, de tipo Americano.

Experiencia internacional en derivados sobre electricidad

Los distintos países que desregularon sus mercados eléctricos a largo de las últimas décadas del siglo XX y comienzos del actual han desarrollado, en mayor o menor grado, Mercados a Término y en algunos casos, Mercados de Futuros.

Si bien la lista de experiencias positivas es amplia, en pos de la síntesis del presente documento se profundizará exclusivamente en las experiencias de Estados Unidos y

¹⁰ El clearing institucional de contratos OTC es una alternativa a fin de mitigar el riesgo de contraparte que está ganando popularidad en distintos mercados.

¹¹ A modo de ejemplo, supongamos que habiendo pactado un contrato de futuros sobre energía eléctrica, al momento de cerrar la posición el contrato tiene un precio de US\$ 18 /MWh, mientras que en el Mercado Spot el precio es US\$ 20 / MWh. Esta diferencia perjudicará al comprador, no obstante resulta de menor cuantía que el riesgo precio asumido en el caso de optar por no realizar cobertura.

Europa, con énfasis sobre el mercado de los Países Nórdicos, que podría considerarse como aquel que alcanzó un mayor grado de sofisticación.

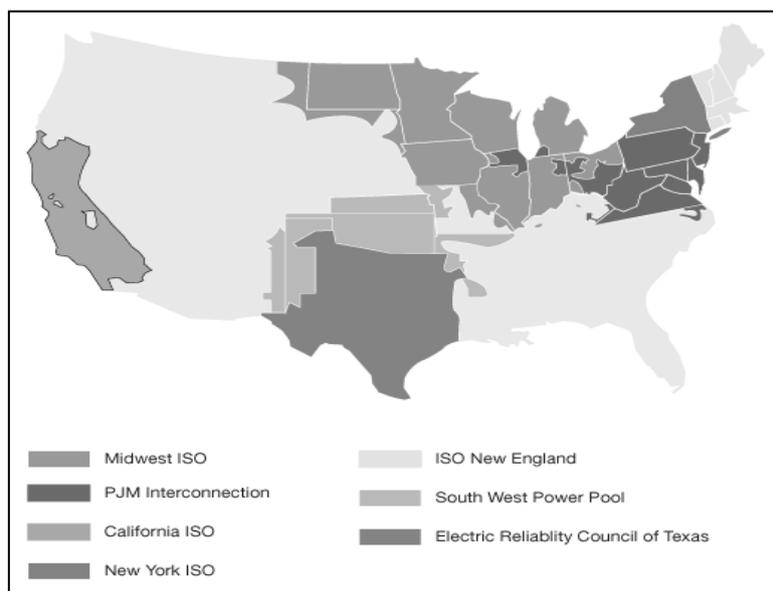
Se han seleccionado estos ejemplos dado el nivel de desarrollo que han alcanzado, al cual llegaron mediante diferentes caminos. Tanto el mercado subyacente como los instrumentos y estrategias seleccionadas por las instituciones que desarrollaron e impulsaron la comercialización de derivados observan notorias diferencias entre sí. Para todos los casos seleccionados el resultado fue satisfactorio y nos permite extraer un aprendizaje útil si se plantea analizar seriamente la posibilidad de implantación de mercados similares en otras latitudes.

Estados Unidos

Si bien a nivel general la industria eléctrica de los Estados Unidos puede definirse como una cadena de actividades segmentadas, debe mencionarse que se trata de una generalización y no obedece a una única realidad. En algunas áreas existen mercados altamente desregulados, con apertura y competencia en las actividades de generación, comercialización a grandes usuarios (*wholesale*) y consumidores pequeños o residenciales (*retail*). En tanto otros sectores conservan marcos regulatorios más estrictos.¹²

Un elevado grado de desarrollo se observa en los siguientes operadores regionales:

Imagen 1 – Operadores Regionales de Energía Eléctrica en los Estados Unidos



Fuente: Texas Office of Public Utility Counsel.

¹² SCHOFIELD, N. (2007) *Commodity Derivatives: Markets and Applications*. EEUU. Ed. John Wiley & Sons, inc.

Desde mediados de la década de 1990, se comerciaban activamente contratos de futuros y opciones en los mercados de CBOT y NYMEX. En ambos casos con características similares en relación al subyacente y el tipo de liquidación (ambos liquidados por *cash settlement*).

La fusión de los mercados realizada entre los años 2007 y 2008 dió lugar al gigante CME Group que actualmente nuclea CBOT¹³, CME¹⁴, COMEX¹⁵ y NYMEX¹⁶ operando los futuros sobre energía eléctrica bajo la órbita de éste último.

En respuesta a las características del mercado norteamericano¹⁷, se han generado múltiples contratos de futuros y opciones que se transan tanto en forma electrónica o a viva voz en el recinto de New York, que suplen las necesidades de cobertura de los actores pertenecientes a las distintas regiones de los Estados Unidos y Canadá, gestionadas por distintos operadores. Asimismo, un gran volumen de contratos se celebran por fuera del marco del mercado y obtienen las ventajas de operar bajo el esquema de contraparte centralizada administrando estos contratos bajo la modalidad ofrecida por CME Group, conocida como ClearPort.

Actualmente la nómina de contratos de futuros y opciones sobre energía eléctrica ofrecidos por CME asciende a 228¹⁸. Esto hace que salvo escasas excepciones, los contratos gocen de escasa liquidez, lo que los hace menos atractivos.

Dicho esto, se debe también mencionar que existen excepciones. El contrato PJM WH Day Ahead Off-Peak Swap Futures está clasificado entre los 20 contratos de derivados de energía que mayor volumen operaron en el período Enero-Septiembre 2010¹⁹.

Características principales de los contratos CME:

Los contratos negociados difieren principalmente según la zona de cada operador independiente del mercado (ISO) y el punto de entrega de la energía, cuyo precio es el de referencia para el subyacente. Las restantes características son comunes a la mayoría de los contratos listados.

Brevemente pueden mencionarse las siguientes propiedades de los futuros que resultan generales a los contratos operados en NYMEX/CME:

- **Unidad de Contrato:** la unidad de contrato es de 5 o 50 MWh, tanto sea para contratos en día y hora pico o no pico. Se define como día pico los días lunes a viernes, con excepción de los excluidos explícitamente en el calendario

¹³ Chicago Board of Trade.

¹⁴ Chicago Mercantile Exchange.

¹⁵ Commodity Exchange (división de NYMEX)

¹⁶ New York Mercantile Exchange

¹⁷ Se hace referencia al mercado norteamericano ya que la operatoria de derivados en CME Group es extensiva actualmente a Canadá.

¹⁸ Véase apéndice III.

¹⁹ FUTURES INDUSTRY MAGAZINE. *January/February 2011. Trading Volume.* (p.12)

publicado por la *North American Electric Reliability Corporation*. El resultado será de 80 u 800 MWh por día pico²⁰.

Las transacciones deberán ser realizadas en volúmenes que surjan como múltiplos enteros entre la unidad de contrato y la cantidad de días pico que operen en el mes que se negocia.

- Vencimientos: los vencimientos disponibles difieren según sea:
 - CME Globex: 12 meses consecutivos
 - Viva voz (recinto NYMEX) o CME ClearPort: año en curso más 5 años calendarios siguientes.
- Moneda: Dólares de EE.UU.
- Variación mínima: US\$ 0.05 / MWh
- Modalidad de liquidación: *cash settlement*.
- Las Opciones negociadas sobre éstos Futuros son de tipo Americano.

Europa

El mercado de energía eléctrica europeo, tanto en disponible como en la oferta de futuros y opciones puede describirse como extremadamente complejo²¹. Existen múltiples mercados en los que se negocian tanto contratos derivados como electricidad Spot, con diferentes grados de desarrollo.

En función de las múltiples variables dentro de cada país que influyen en los precios de la electricidad, así como las condiciones de oferta y demanda particulares, permiten que coexistan los distintos puntos de intercambio. No obstante, se observa una tendencia a la integración. El caso ejemplar, y representativo de todo el mercado europeo es el Nord Pool, cuyo comienzo se remonta a la década de 1990 en los Países Nórdicos.

Al presente, Nord Pool – de la mano de Nasdaq – abarca la operatoria de derivados sobre energía eléctrica de Noruega, Suecia, Dinamarca, Alemania, los Países Bajos e Inglaterra.

Nord Pool

La exitosa gestación del mercado Nord Pool, que negocia tanto electricidad spot como futuros y opciones, así como también – en la actualidad – certificados de reducción de emisiones de carbono, no es casual. Los Países Nórdicos (Noruega y Suecia) fueron

²⁰ Surge del producto de 80 u 800 MW por las 16 horas pico del día.

²¹ FUTURES INDUSTRY MAGAZINE. *May-June 2007. European Power Trading: competition and complexity*. (p. 24)

pioneros en el proceso de desregulación del mercado eléctrico en Europa, sentando las bases necesarias para la operación de un mercado competitivo tanto en las etapas de generación y suministro (comercialización) de energía eléctrica, manteniéndose las funciones de transporte y distribución en un marco regulado. Este enfoque del proceso de desregulación eléctrica se convirtió en el estándar aplicado a lo largo y ancho del planeta.²²

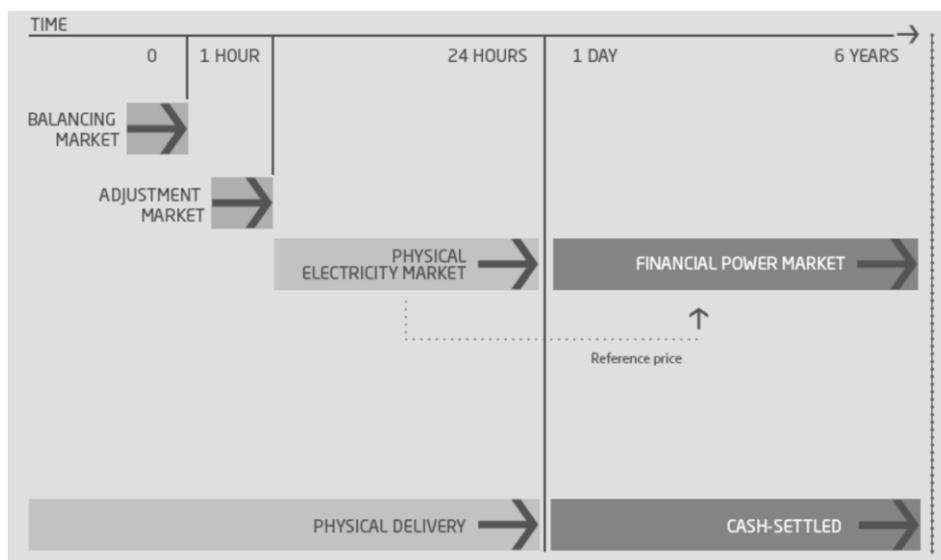
Los primeros futuros sobre electricidad comenzaron a negociarse en el año 1996 y en 1999 comenzaron a operarse opciones. El crecimiento desde entonces ha sido constante, tanto en el volumen que operaron como la presencia en distintos países.

En 2008, la adquisición del mercado nórdico por parte de Nasdaq OMX consolidó el crecimiento alcanzado e impulsó la expansión en el resto del continente europeo²³.

Bajo la órbita de Nord Pool coexisten un Mercado Spot, un Mercado de Balance²⁴ (con entrega física) y un Mercado de Futuros y Opciones con liquidación financiera que se proyecta en el tiempo por hasta 6 años en relación a sus vencimientos.

El siguiente esquema representa la forma en que se interrelacionan los tres horizontes temporales de mercado que operan en Nord Pool.

Esquema 4 – Nord Pool: integración de mercados (Espot, Elbas y Derivados Financieros)



Fuente: extraído de Nord Pool ASA. Annual report 2009

²² HUNT, S. (2002) *Op.cit.*

²³ NASDAQ OMX. *Nasdaq OMX Commodities. Our history.* Consultado el 16/03/2011. <http://www.nasdaqomxcommodities.com/about/ourhistory/>

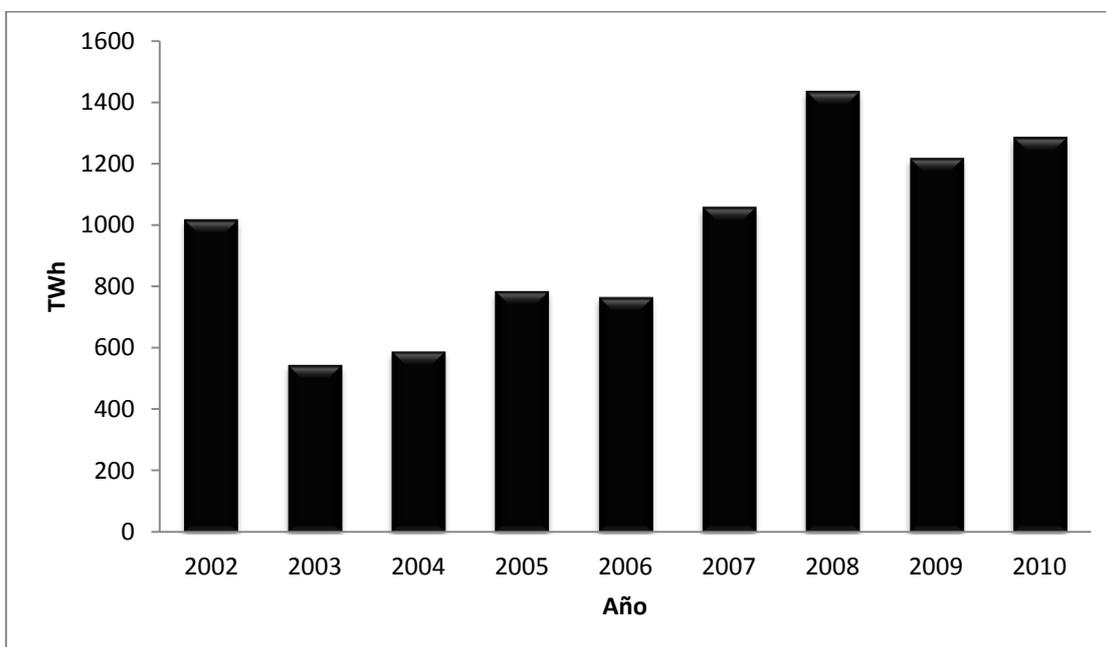
²⁴ El Mercado de Balance (o Mercado de Regulación) incluye operaciones en las que intervienen los agentes consumidores de Energía Eléctrica y los operadores del sistema de transmisión, y tiene como función mantener el equilibrio en tiempo real entre oferta y demanda del sistema eléctrico.

Las funciones que cumple el Mercado Nórdico, extensivas actualmente al intercambio en Países Bajos, Alemania e Inglaterra, comprende las siguientes actividades:²⁵

- Fija el precio de referencia de la energía eléctrica contra el cual ajustan los contratos negociados en el mercado.
- Opera Futuros y Opciones con entrega física.
- Organiza la operatoria de contratos con *cash settlement*.
- Actúa como contraparte central en las operaciones que se realizan bajo la órbita del mercado.
- Reporta a los operadores de los sistemas eléctricos locales la liquidación de los contratos con entrega física celebrados.
- Realiza el *clearing* de contratos OTC inscriptos en el mercado, eliminando el riesgo de contraparte presente en los mismos²⁶

El volumen operado en el mercado de futuros y opciones supera ampliamente las operaciones Spot que se realizan en esos mercados, lo que implica liquidez de los contratos. El siguiente gráfico presenta la evolución en los volúmenes operados anualmente.

Gráfico 5 – Evolución del volumen operado en Futuros y Opciones sobre energía eléctrica, Nord Pool, en TWh, 2002 a 2010.



Fuente: elaboración propia en base a datos de Nord Pool ASA.

²⁵ SCHOFIELD, N. (2007). *Op.cit.*

²⁶ NORD POOL ASA. *2008 Annual Report.*

Las tablas que se detallan a continuación resumen las características principales de los contratos negociados en Nord Pool.

Tabla 2 – Características de contratos de Futuros negociados en Nord Pool.

Contrato:	Carga Base	Carga en Pico
Mercados:	Países Nórdicos Holanda Alemania	Países Nórdicos Alemania
Unidad de contratación:	1 MWh	1 MWh
Precio de referencia:	Precio día adelantado ²⁷ publicado por Nord Pool (contratos Países Nórdicos) Precio día adelantado publicado por APX (contratos Holanda) Precio día adelantado publicado por EEX (contratos Alemania)	Precio día adelantado publicado por Nord Pool (contratos Países Nórdicos) Precio día adelantado publicado por EEX (contratos Alemania)
Moneda:	Euros	Euros
Fluctuación mínima:	EUR 0,01	EUR 0,01
Liquidación:	<i>cash settlement</i>	<i>cash settlement</i>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Nord Pool ASA.

Tabla 3 – Características de contratos de Futuros negociados en Nord Pool (mercado inglés).

Contrato:	Carga Base	Carga en Pico
Mercado:	Inglaterra	Inglaterra
Unidad de contratación:	1 MWh	1 MWh
Precio de referencia:	Precio de referencia día adelantado publicado por N2EX	Precio de referencia día adelantado publicado por N2EX
Moneda:	GBP	GBP
Fluctuación mínima:	GBO 0,01	GBO 0,01
Liquidación:	<i>cash settlement</i>	<i>cash settlement</i>

Fuente: elaboración propia en base a datos de Nord Pool ASA.

²⁷ Precio de referencia publicado para el MWh en cada intervalo horario del día siguiente.

Tabla 4 – Características de contratos de Opciones negociados en Nord Pool.

Contrato:	Opciones
Subyacente:	Contrato de Futuros
Unidad de contratación:	1 MWh
Tamaño de lote:	1 Futuro
Moneda:	Euros
Fluctuación mínima:	EUR 0,01
Bases:	Se listan dos <i>strikes</i> por encima del ATM ²⁸ y dos por debajo. Los intervalos son de EUR 1,-
Tipo:	Opción Europea
Horario y modalidad de negociación:	Negociación continua durante el horario de mercado. A viva voz. La negociación se realiza de 8:00 a 15:30 CET (8:00 a 12:00 el día de vencimiento del contrato)

Fuente: elaboración propia en base a datos de Nord Pool ASA.

El Mercado Nórdico se ha constituido como un referente en la materia de futuros sobre este derivado. A partir de 2005 ofrece también contratos sobre Certificados de Reducción de Emisiones (también conocidos como Bonos Verdes). Esto permite realizar coberturas sobre las fluctuaciones de un importante componente de costos, tanto en la generación de energía eléctrica como muchas otras industrias de los países europeos.

Por último, Nord Pool también brinda servicios de asesoramiento y provisión de plataformas tecnológicas a otros mercados en todo el mundo.

²⁸ ATM: *At the Money*, precio de ejercicio coincidente o más próximo al precio actual del subyacente.

Parte III

El Caso Argentino

Aplicabilidad de los contratos de Futuros y Opciones en el Mercado Eléctrico Argentino

De lo expuesto en la sección precedente, a la luz de las características propias de los contratos derivados, y considerando las exitosas experiencias a nivel internacional puede concluirse que existen condiciones que contribuyen a la aplicación exitosa de un Mercado de Derivados sobre un determinado bien, sea cual fuere el mercado que se analiza.

Las condiciones a las que se hace referencia son:

- a. El bien subyacente debe ser homogéneo.
- b. El mercado en el que se transa el subyacente debe ser competitivo.
- c. Debe existir información accesible y un índice de referencia para los precios a los cuales se comercializa el bien subyacente.
- d. El precio debe presentar una volatilidad significativa.
- e. Es necesario que existan múltiples concurrentes expuestos al riesgo.
- f. Resulta importante la presencia de un mercado institucional sólido que atraiga a los participantes.

A continuación se describe el grado de cumplimiento de cada una de las condiciones listadas en el mercado argentino, según sus características actuales.

- a. El bien subyacente debe ser homogéneo.

La electricidad puede considerarse el bien más homogéneo que existe.²⁹ Las condiciones en que la energía eléctrica es introducida al sistema eléctrico, así como las que ésta debe mantener a lo largo del proceso de transporte y distribución están estandarizadas y deben ser observadas por los distintos participantes del mercado con responsabilidad sobre estos parámetros (distribuidores, transportistas, generadores y grandes usuarios).

Los parámetros que debe presentar la energía eléctrica se evalúan en términos de voltaje y frecuencia.

Esta homogeneidad de condiciones está garantizada por el sistema de alivio de cargas. Si bien la explicación pormenorizada de su funcionamiento excede los objetivos del presente trabajo, ésta puede simplificarse mencionando que existen controles y procedimientos automáticos que tienden a corregir desviaciones que se observen en el desempeño del sistema, afectando las condiciones de entrega de energía eléctrica. En caso que no se logre subsanar

²⁹ HUNT, S. (2002). *Op.cit.*

en forma inmediata, el propio sistema actúa eliminando la fuente de desequilibrio.

Finalmente, en relación al punto que se desarrolla en función de la homogeneidad de la energía eléctrica en el mercado argentino, se menciona que el proceso de despersonalización se da en forma perfecta. Independientemente de cuál sea el generador a quien económicamente un usuario adquiere la energía, éste toma de la red el suministro sin identificación alguna de su origen.

- b. El mercado en el que se transa el subyacente debe ser competitivo.

Si bien los cambios en materia regulatoria que se suscitaron a partir del año 2002, que han sido referenciados en la Parte I de este trabajo, han motivado la salida de algunos actores, particularmente generadores, del mercado; contribuyendo de este modo a incrementar la concentración observada en el mismo, las condiciones en que se desempeña el mercado actualmente son competitivas.

Se observa pluralidad de concurrentes, sin que exista una posición dominante en la demanda, la cual se encuentra ampliamente distribuida entre todos los usuarios. La mayor parte de la demanda se relaciona a los agentes distribuidores, siendo éstos el nexo hacia los usuarios residenciales y comerciales, así como los industriales de pequeña envergadura.

Por parte de la oferta, entre los generadores que concurren al MAT³⁰, existe una participación distribuida en el suministro de energía eléctrica al mercado. A fin de determinar esto, se calculó el índice Herfindahl-Hirschman (HHI)³¹ según los datos correspondientes al año 2010, arrojando este un resultado de 1.003,05 puntos.³²

De acuerdo a los guarismos considerados por el Departamento de Justicia de los EE.UU. a los efectos de evaluar las condiciones de competencia en un mercado cualquiera y que pueden actuar de referencia al momento de evaluar el Mercado a Término del MEM, un índice HHI observando valores menores a 1.000 puntos es competitivo.

Entre los 1.000 y 1.800 puntos es considerado moderadamente concentrado; en tanto que de ser mayor a 1.800 se considera un mercado concentrado.³³

³⁰ No todos los generadores concurren al Mercado a Término, sea por su estrategia o bien limitaciones estatutarias (Ej. Yaciretá, C.T. San Martín, C.T. Belgrano)

³¹ El Índice Herfindahl-Hirschman es una medida ampliamente aceptada para evaluar el nivel de concentración de un mercado. Su cálculo se expresa del siguiente modo:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots + S_n^2 \cdot 100^2$$

Siendo "S" la participación de cada empresa en el mercado.

³² Elaboración propia en base a datos del año 2010, publicados por Cammesa.

³³ INVESTOPEDIA. *Dictionary*. Consultado el 24/03/2011. www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp

Como puede observarse, el valor que arroja el indicador para el caso del mercado argentino se encuentra en el límite entre “competitivo” y “moderadamente concentrado”.

- c. Debe existir información accesible y un índice de referencia para los precios a los cuales se comercializa el bien subyacente.

El precio Spot actúa como referencia y es sancionado en forma horaria por Cammesa. Del mismo modo, la administradora del sistema publica en forma diaria, semanal y mensual distintos reportes e informes que dan cuenta del desempeño del mercado, niveles de oferta y consumo así como proyecciones futuras de niveles de oferta y demanda. Esto brinda transparencia al mercado y permite acceso simultáneo y homogéneo a la información del mercado por parte de todos los interesados.

- d. El precio debe presentar volatilidad significativa.

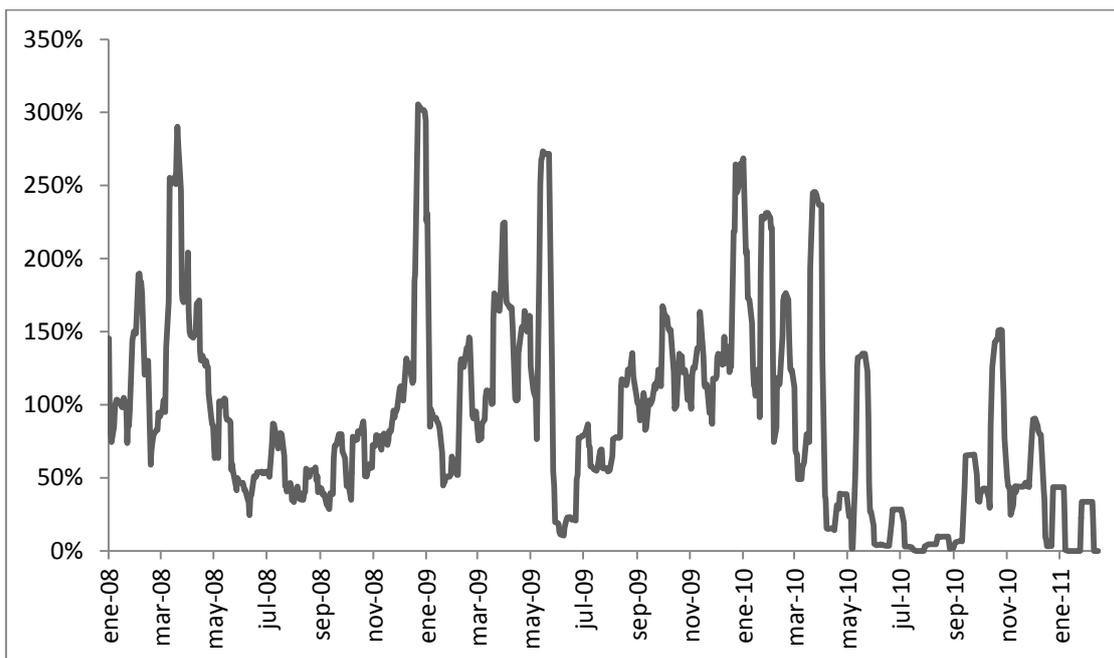
Podemos definir la volatilidad, desde el punto de vista matemático, como el desvío estándar de las variaciones lognormales de los precios.³⁴ En otras palabras, se trata de la velocidad con la que se mueven los precios dado un mercado cualquiera.

En el caso de la energía eléctrica, el precio es naturalmente volátil, dada la imposibilidad de stock que presenta el *commodity*. Dicho esto, es relevante también destacar que las modificaciones en la legislación vigente atentan contra la volatilidad del precio Spot ya que el mismo se encuentra, como se hizo referencia, limitado según Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación.

Los siguientes gráficos muestran como la volatilidad se ha visto reducida al mantenerse el tope de precio Spot que rige en el mercado.

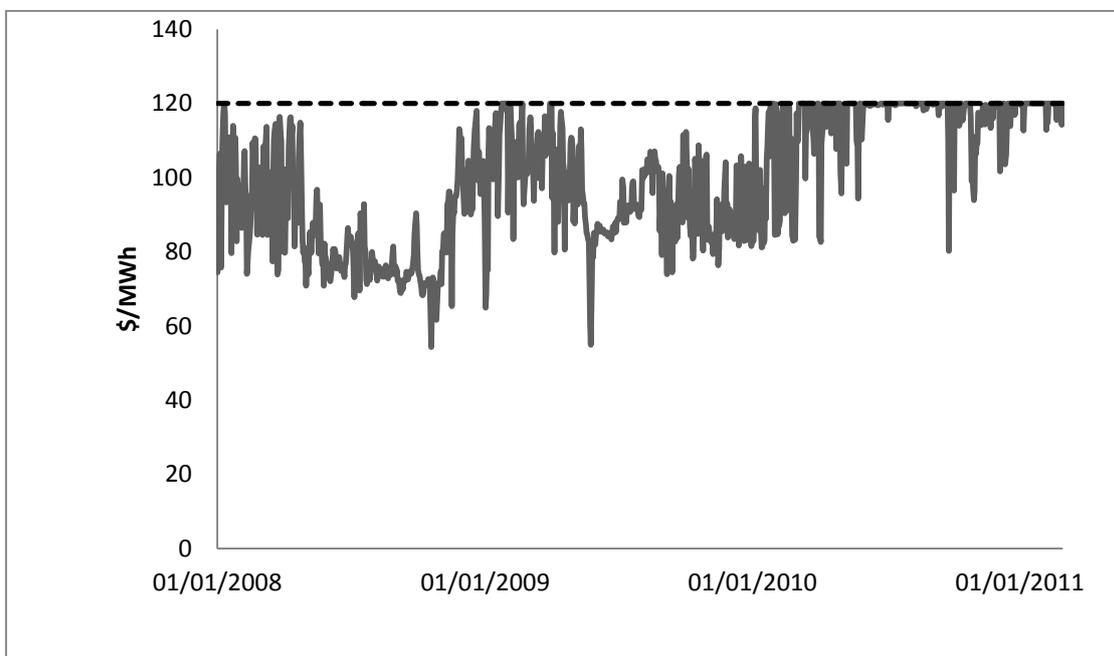
³⁴ BOLSA DE COMERCIO DE ROSARIO. Programa de Formación 2010. *Opciones III*.

Gráfico 5 – Volatilidad diaria anualizada, días Lunes a Viernes, 2008 a 2011.



Fuente: elaboración propia en base a datos de Cammesa.

Gráfico 6 – Evolución de precio Spot promedio diario, 2008 a 2011.



Fuente: elaboración propia en base a datos de Cammesa.

Como puede observarse, el precio es de naturaleza volátil pero se encuentra afectado por la normativa que rige el mercado.

Las causas de la volatilidad del precio Spot son múltiples, pudiendo mencionarse como las más relevantes las siguientes:

- Hidraulicidad: disponibilidad de generación de energía hidroeléctrica a función de los niveles de caudal que presentes las cuencas generadoras.
- Disponibilidad de Combustibles: el parque térmico es altamente dependiente de la disponibilidad de gas natural. La incapacidad del mercado local para abastecer la demanda de este combustible, y considerando que existe prioridad de abastecimiento para los usuarios residenciales, hace que durante los meses invernales el suministro del mismo se vea interrumpido para la generación de energía eléctrica requiriendo que las usinas sean alimentadas con combustibles alternativos (Diesel, Fuel Oil, Carbón), cuyo costo supera ampliamente al del gas natural.
- Disponibilidad del Sistema de Transporte: ante la imposibilidad de despachar algún generador por una interrupción en el Sistema de Transporte, esta oferta debe suplirse mediante la provisión de un generador menos eficiente, incrementando el costo de la energía puesta a disposición.
- Indisponibilidades de Generación: por la salida, intempestiva o programada, de uno o varios generadores del sistema.

e. Existencia de múltiples participantes expuestos al riesgo.

La demanda de electricidad se encuentra liderada por parte de los **Distribuidores**. El requerimiento al sistema por parte de estos actores alcanzó durante 2010 los 88.883 GWh, lo que equivale a un 79% de la demanda total. Dado que el mercado natural de los distribuidores es el Mercado Estacional, cuyos precios son regulados y sancionados en forma trimestral anticipadamente, la exposición a la variación en el precio al cual han de adquirir el suministro se ve neutralizada.

Por otra parte, dado que los usuarios que abastecen de energía son principalmente aquellos cuyo suministro es considerado prioritario según la Resolución 1.281/06 de la Secretaría de Energía de la Nación, la obtención de respaldo de suministro no resulta tampoco una motivación para concurrir al Mercado a Término o realizar coberturas.

El principal riesgo que enfrentan los Distribuidores puede considerarse como el que emana del mantenimiento y operación de sus instalaciones, y no se encuentra alcanzado por las coberturas compradoras o vendedoras en el Mercado de Futuros.

Los **Grandes Usuarios y Autogeneradores** alcanzaron en 2010 el 21% de la demanda, según el siguiente patrón de exposición:

Tabla 5 – Exposición de los Grandes usuarios y Autogeneradores, año 2010.

Compras en el MAT	
GUMAS y AG	15301 GWh
GUMES	3317 GWh
GUDIS	4647 GWh

Compras Spot	
GUMAS	544 GWh

Ventas Spot	
GUMAS	1799 GWh

Fuente: elaboración propia en base a datos de Cammesa.

Dado que los contratos en el Mercado a Término son celebrados en su mayor parte con precios atados al Spot, los niveles de exposición al alza o a la baja de los precios pueden unificarse ya que están sujetos a similar variabilidad. Dicho esto, la misma resulta de escasa relevancia en tanto se encuentre el precio Spot limitado.

Como se hizo referencia anteriormente, existe un sobre costo por encima del precio Spot, pero en este caso interviene como contraparte Cammesa en lugar del generador, “sociabilizando” el diferencial entre el precio Spot y los costos reales del Generador. Si bien resulta de importante cuantía, no puede incluirse entre las coberturas factibles por medio de contratos, sean estos *Forwards* o Futuros.

Por último, así como se mencionó que los usuarios de los distribuidores gozan en su mayoría prioridad de suministro, los Grandes Usuarios encuentran su suministro interrumpible ante restricciones en el sistema, por cuanto el riesgo más importante al que se ven expuestos es la disponibilidad de energía eléctrica. Esto es conocido como “vulnerabilidad energética”.

Los **Generadores** por su parte se ven expuestos a la variación en los precios por el total de su producción colocada al mercado Spot o por medio de contratos sujetos a éste.

- f. Presencia de un mercado institucional sólido.

Los Mercados a Término que operan en Argentina cuentan con gran experiencia en la instrumentación, operación y *clearing* de Futuros y Opciones por cuanto no representa este punto una limitación.

Particularmente Rofex³⁵ ofrece actualmente, con alto grado de liquidez, contratos derivados sobre productos agrícolas, financieros y *commodities* como oro.

Conclusiones

En función de lo expuesto en apartados anteriores puede concluirse que el bien analizado (la energía eléctrica) cumple con las condiciones básicas para el desarrollo de un Mercado de Derivados en cuanto a su homogeneidad. Adicionalmente, resulta relevante el hecho de que la operatoria comercial resulta transparente, con información pública y accesible para todos los participantes en cuanto a oferta y demanda registrada, así como proyectada.

Si bien la atomización de la oferta ha decaído por la falta de atractivo del sector para el ingreso de nuevos generadores observada en los últimos años, se reconoce un nivel de competencia adecuado y compatible con la implementación de alternativas contractuales que incluyan instrumentos como Futuros y Opciones.

En relación al precio y sus fluctuaciones, los topes máximos impuestos por la normativa vigente desincentivan la realización de coberturas por parte de los agentes intervinientes dada la reducción en la incertidumbre sobre la que operan. Siendo conocido el rango de precio al que se transará el subyacente, la motivación de compradores y vendedores de realizar operaciones a futuro disminuye. En este punto debe mencionarse que, dadas las condiciones actuales, el éxito de la implementación de un Mercado de Derivados sobre electricidad sea, cuanto menos, dudoso dada la ponderación de este aspecto en el análisis.

El precio ha dejado de ser una señal económica tendiente a coordinar el mercado. Éste se constituye en el principal factor a monitorear a fin de evaluar la posibilidad de introducción de un contrato de Futuros sobre energía eléctrica en la Argentina, según evolucione la regulación impuesta.

Finalmente, deben ser consideradas las experiencias de los mercados que han desarrollado exitosamente contratos derivados sobre este bien a fin de replicar características de los contratos tendientes a lograr un alto grado de liquidez, dando atractivo al mercado. La estandarización de los contratos observada en Nord Pool resulta ejemplo en este particular.

³⁵ Rosario Futures Exchange.

Bibliografía

ABDALA, M. "Evaluación de Contratos de Futuros y opciones Eléctricos en Argentina." Informe para ROFEX, 1999.

BOLSA DE COMERCIO DE ROSARIO. Opciones III. 2010.

CAMMESA: Informes Anuales 1996 a 2009

CAMMESA: Informes Mensuales 1997 a 2010

FUTURES INDUSTRY MAGAZINE. January/February 2011.

FUTURES INDUSTRY MAGAZINE. May-June 2007

HULL, J. Futures, Options and other derivatives. Ed. Prentice Hall. EE.UU., 2002.

HUNT, S. Making Competition Work in Electricity, John Wiley & Sons, 2002.

LANDREIN, M. Evaluación de los contratos de Futuros y Opciones eléctricos en Argentina, Lecturas 3 BCR, 1999

REPÚBLICA ARGENTINA. Ley 24.065

SCHOFIELD, N.; "Commodity Derivatives: Markets and Applications", John Wiley & Sons, 2007.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN. Resolución S.E.N. 1281/06 y modificatorias

SKANTZE, P.; ILIC, M.; Valuation, hedging, and speculation in competitive electricity markets: a fundamental approach. Kluwer Academic Publishers, 2001.

Páginas web consultadas:

Cammesa. www.cammesa.com.ar

CME Group. www.cme.com

Investopedia. www.investopedia.com

NASDAQ OMX. www.nasdaqomxcommodities.com

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer al **Lic. Juan José Battaglia**³⁶, quien fue tutor del trabajo, por su guía y consejos.

Del mismo modo, mi agradecimiento al **Ing. Roberto Demestri**³⁷, por su orientación y comentarios en los aspectos técnicos sobre la energía eléctrica, que fueron fundamentales para la realización del trabajo.

L.F.

³⁶ Juan José Battaglia es Licenciado en Economía, Especialista en Mercado de Capitales y realizó un Master en Economía Internacional. Actualmente es Jefe de Research de Rofex.

³⁷ Roberto Demestri es Ingeniero Electricista (UNR), consultor especialista en eficiencia energética en industrias. Ex director de la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPE) y docente de la carrera Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Rosario.

Apéndice I: Glosario básico sobre electricidad

Alta tensión: Tensión nominal superior a 1 kV (1000 Volts)

Amper: Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica, cuyo símbolo es A. Se define como el número de cargas igual a 1 coulomb que pasar por un punto de un material en un segundo. ($1A= 1C / s$).

Caloría: Unidad equivalente a 4.18 J.

Capacidad de transmisión: Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

Capacidad disponible (en un sistema): Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentra en servicio o en posibilidad de dar servicio durante el período de tiempo considerado.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

Central generadora: Lugar y conjunto de instalaciones utilizadas para la producción de energía eléctrica. Dependiendo del medio utilizado para producir dicha energía, recibe el nombre correspondiente.

Central hidroeléctrica: Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía potencial y cinética del agua.

Central termoeléctrica o térmica: Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía del vapor de agua producido en calderas.

Central eólica o parque eólico: Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía cinética del viento.

Central geotérmica: Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía del vapor de agua, producido en las entrañas de la tierra.

Central núcleo-eléctrica o central nuclear: Central generadora que produce energía eléctrica utilizando turbinas que aprovechan la energía liberada por vapor de agua. El vapor es producido por el calentamiento del agua en contacto con el proceso de fisión nuclear en un reactor.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

Disponibilidad: Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

Distribución: Es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los Usuarios.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

Energía atómica o nuclear: La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo. Al unirse dos átomos ligeros para formar uno mayor se llama fusión; al partirse un átomo en dos o más fragmentos se llama fisión, al realizarse cualquiera de estos procesos se libera energía calórica.

Energía eólica: La energía cinética que se aprovecha por el movimiento del aire al accionar unas aspas fijas o móviles la cual se transforma en mecánica y acoplada a un turbogenerador se transforma en energía eléctrica; su aprovechamiento va en función de la velocidad del viento y de la tecnología del aerogenerador.

Energía geotérmica: Es la energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra; la cual se utiliza para generar energía mecánica y eléctrica.

Energía hidráulica: Es la energía potencia del agua de los ríos y lagos que se aprovecha en una caída de agua, por diferencia de altura en una presa o por el paso de ésta, la cual se transforma en energía mecánica por el paso del agua por una rueda hidráulica o turbina acoplada a un turbogenerador que la transforma en energía eléctrica.

Energía química: Es la que se obtiene de la reacción química que se logra por el flujo de electrones entre dos polos de diferente polaridad colocados dentro de un electrolito; por ejemplo una pila.

Energía solar: Energía producida por el efecto del calor o radiación del sol. Esta radiación se utiliza para excitar celdas fotovoltaicas que producen electricidad.

Energía térmica: Es la energía que se obtiene del poder calórico de la combustión de diferentes combustibles la cual convierte agua en vapor que se conduce a una turbina acoplada a un generador que produce energía eléctrica. Estas unidades emplean como combustible el gas, carbón, fuel oil, diesel y bagazo de caña.

Frecuencia: Número de veces que la señal alterna se repite en un segundo. Su unidad de medida es el hertz (Hz).

Generación de energía eléctrica: Producción de energía eléctrica por el consumo de alguna otra forma de energía.

Generador: Es el dispositivo electromagnético por medio del cual se convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Gigawatt: Múltiplo de la potencia activa, que equivale a mil millones de watts y cuyo símbolo es GW.

Hertz: Un hertz es la unidad de la frecuencia en las corrientes alternas y en la teoría de las ondas. Es igual a un ciclo por segundo.

Joule: Es la unidad de energía que se utiliza para mover un kilogramo masa a lo largo de una distancia de un metro, aplicando una aceleración de un metro por segundo al cuadrado y su abreviatura es J.

Kilowatt: Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1,000 watts; se abrevia kW.

Kilowatt-hora: Unidad de energía utilizada para registrar los consumos.

Mantenimiento: Es el conjunto de actividades para conservar las obras e instalaciones en adecuado estado de funcionamiento.

Mantenimiento programado: Conjunto de actividades que se requiere anualmente para inspeccionar y restablecer los equipos que conforman a una unidad generadora. Se programa con suficiente anticipación, generalmente a principios del año y puede ser atrasado o modificado de acuerdo a las condiciones de operación.

Megawatt: Múltiplo de la potencia activa, que equivale a un millón de watts; se abrevia MW.

Ohm: Unidad de medida de la resistencia eléctrica. Equivale a la resistencia al paso de la electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de corriente de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un Volt. Su símbolo es Ω .

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W).

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V) y vulgarmente se la suele llama voltaje. La tensión de suministro en los hogares de Argentina es de 220 V.

Transformación: Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Transformador: Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a un valor diferente.

Transmisión: Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

Turbina: Motor primario accionado por vapor, gas o agua, que convierte en movimiento giratorio la energía cinética del medio.

Volt: Se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un amper utiliza un Watt de potencia.

Volt-ampere: Unidad de potencia eléctrica aparente y se abrevia VA.

Volt-ampere reactivo: Unidad de potencia eléctrica reactiva y se abrevia VAR.

Watt: Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W.

Apéndice II: Estrategias elementales de cobertura con Futuros y Opciones

A continuación se ofrece una sintética explicación de la operatoria de cobertura, tanto con futuros como opciones, para aquellos *hedgers* expuestos a la suba o baja de precios. Esta explicación está destinada en forma exclusiva a los lectores que no se encuentran familiarizados con la mecánica de las operaciones de futuros y opciones.

Se consideró un contrato hipotético de 1 MWh. Los costos de transacción, incluyendo comisiones, derechos de mercado e impuestos han sido deliberadamente omitidos. En todos los casos se considera que la convergencia del precio Futuro y Spot es perfecta.

a. Cobertura compradora con Futuros:

Quien realiza esta operatoria se encuentra expuesto al incremento en los precios. Suponiendo un usuario del sistema eléctrico que anticipa una demanda de 1.000 MWh en un momento futuro determinado, concurre al mercado a fin de realizar una cobertura por este requerimiento ya que considera factible un incremento en el nivel de precios de la energía eléctrica. En función de las expectativas expuestas, el coberturista decide cubrir su posición mediante la compra de 1.000 contratos de Futuros, con vencimiento apropiado para el momento en que requerirá el suministro y a un precio determinado, que es el que se negocia en el mercado al momento de realizar la operación.

A 01/20xx, el MWh cotiza en el Spot a US\$ 19 / MWh y los futuros 05/20xx se negocian en US\$ 20 / MWh. El coberturista entonces adquiere 1.000 contratos de 1 MWh, con vencimiento en el mes de mayo, pactando un precio de US\$ 20 / MWh.

Si al momento del vencimiento, la previsión del usuario se cumple, es decir el precio de la energía se incrementa alcanzando los US\$22 / MWh, el resultado obtenido será el siguiente:

Mercado de Futuros

01/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	-20000
05/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$22/MWh	22000
	Resultado de la cobertura	2000

Mercado Contado

05/20xx	Adquiere 1000 MWh a US\$22/MWh	-22000
	Resultado de la operación con futuros	2000
	Total de la operación (1000 MWh)	-20000
	Precio unitario final de compra (US\$/MWh)	20

Efectivamente, el *hedger* habrá logrado neutralizar su riesgo a la suba de precios fijando el monto al que la energía será adquirida.

En caso que la estimación del coberturista hubiera sido equivocada, es decir que el costo de la energía eléctrica no se incrementara, el precio se encuentra fijo. Siguiendo con el ejemplo anterior, el resultado de la cobertura contemplando un valor del MWh que se negoció al vencimiento en US\$ 19 / MWh en el Spot y en Futuros, la cobertura realizada arroja los siguientes resultados:

Mercado de Futuros

01/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	-20000
05/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$19/MWh	19000
	Resultado de la cobertura	-1000

Mercado Contado

05/20xx	Adquiere 1000 MWh a US\$19/MWh	-19000
	Resultado de la operación con futuros	-1000
	Total de la operación (1000 MWh)	-20000
	Precio unitario final de compra (US\$/MWh)	20

Dado que el precio fue fijado mediante la compra de Futuros, a pesar de que en el mercado de contado la energía se negocia a un valor de US\$19/MWh, este usuario habrá pagado US\$20/MWh.

b. Cobertura compradora con Opciones:

Tomando el mismo ejemplo del caso anterior, el coberturista decide utilizar Opciones sobre Futuros para cubrir su posición, por lo que compra *calls* por 1.000 MWh, con precio de ejercicio US\$20/MWh y paga una prima de US\$0.50/MWh.

Suponiendo un incremento en el precio del MWh, alcanzando los US\$ 22 / MWh al vencimiento de la posición, el desempeño de la cobertura es el siguiente:

Mercado de Opciones

01/20xx	Compra 1000 calls 05/20xx, P.E. US\$20/MWh a US\$0,50 <i>Dado que el precio del MWh al momento del vencimiento supera al de ejercicio, el call se ejerce, asumiendo una posición comprada en futuros.</i>	-500
05/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	-20000
05/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$22/MWh	22000
	Resultado de la cobertura	1500

Mercado Contado

05/20xx	Adquiere 1000 MWh a US\$22/MWh	-22000
	Resultado de la operación con opciones	1500
	Total de la operación (1000 MWh)	-20500
	Precio unitario final de compra (US\$/MWh)	20,50

En caso contrario, el coberturista equivocó su estimación y los precios no se incrementan. Según el enunciado previo, al momento de realizar la cobertura el precio del MWh era de US\$ 19 en el Spot, los futuros 05/20xx se negociaban en US\$ 20 / MWh y los *calls* con precio de ejercicio US\$ 20 / MWh e igual vencimiento requerían una prima de US\$ 0.50 / MWh.

Al vencimiento, el costo de un MWh era de US\$ 19, tanto en el Spot como en Futuros. El resultado puede sintetizarse del siguiente modo.

Mercado de Opciones

01/20xx	Compra 1000 calls 05/20xx, P.E. US\$20/MWh a US\$0,50 <i>Como el call otorga el derecho pero no la obligación de comprar el bien al precio de ejercicio, el comprador no lo ejerce</i>	-500
	Resultado de la cobertura	-500

Mercado Contado

05/20xx	Adquiere 1000 MWh a US\$19/MWh	-19000
	Resultado de la operación con opciones	-500
	Total de la operación (1000 MWh)	-19500
	Precio unitario final de compra (US\$/MWh)	-19,50

En este caso, el coberturista habrá adquirido la energía a un precio inferior al que hubiera pactado en el Mercado de Futuros o *Forwards*, pagando solamente un sobrecosto dado por la prima abonada en el momento inicial.

La cobertura con Opciones permitió no sólo establecer un precio máximo para la compra del insumo sino que dejó abierta la posibilidad de que el *hedger* se beneficie ante la baja en los precios de la energía.

c. Cobertura vendedora con futuros:

Se trata del caso opuesto al ejemplo (a). Quien toma esta cobertura está expuesto a la baja de precios, como sería un generador que colocará 1.000 MWh de su producción en el mercado en un período futuro.

Retomando la consigna inicial, al momento de realizar la cobertura la electricidad cotizaba en el disponible a razón de US\$ 19 / MWh y la posición 05/20xx de Futuros hacía lo propio en US\$ 20 / MWh.

Los escenarios al vencimiento son:

- *Los precios no se incrementan (se mantienen en el nivel inicial de US\$ 19 / MWh)³⁸:*

Mercado de Futuros

01/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	20000
05/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$19/MWh	-19000
	Resultado de la cobertura	1000

Mercado Contado

05/20xx	Vende 1000 MWh a US\$19/MWh	19000
	Resultado de la operación con futuros	1000
	Total de la operación (1000 MWh)	20000
	Precio unitario final de venta (US\$/MWh)	20

³⁸ Nota: los ejemplos se realizaron asumiendo el “no incremento” en los precios. El mismo análisis puede hacerse en el caso de una caída en los precios. Esto aplica para todos los casos.

- Se da una suba en los precios (cotización 05/20xx: US\$ 22 / MWh):

Mercado de Futuros

01/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	20000
05/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$22/MWh	-22000
	Resultado de la cobertura	-2000

Mercado Contado

05/20xx	Vende 1000 MWh a US\$22/MWh	22000
	Resultado de la operación con futuros	-2000
	Total de la operación (1000 MWh)	20000
	Precio unitario final de venta (US\$/MWh)	20

d. Cobertura vendedora con Opciones:

El generador del caso presentado en forma inmediatamente anterior podría optar por cubrir su posición utilizando Opciones de Venta (*puts*) sobre Futuros. Suponiendo que las cotizaciones son las mismas que las utilizadas en (c) y que a la fecha en que el coberturista toma posiciones los *puts* 05/20xx con precio de ejercicio US\$ 20 / MWh son negociados a US\$ 0.50 / MWh, los resultados son:

- Los precios no se incrementan (se mantienen en el nivel inicial de US\$ 19 / MWh):

Mercado de Opciones

01/20xx	Compra 1000 puts 05/20xx, P.E. US\$20/MWh a US\$0,50 Dado que el put otorga al generador el derecho a vender a un precio que supera la cotización al vencimiento, la opción se ejerce.	-500
05/20xx	Vende 1000 contratos 05/20xx a US\$20/MWh	20000
05/20xx	Compra 1000 contratos 05/20xx a US\$19/MWh	-19000
	Resultado de la cobertura	500

Mercado Contado

05/20xx	Vende 1000 MWh a US\$19/MWh	19000
	Resultado de la operación con opciones	500
	Total de la operación (1000 MWh)	19500
	Precio unitario final de venta (US\$/MWh)	19,50

- Se da una suba en los precios (cotización: US\$ 22 / MWh):

Mercado de Opciones

01/20xx	Compra 1000 puts 05/20xx, P.E. US\$20/MWh a US\$0,50 <i>Como el put otorga el derecho pero no la obligación de vender el bien al precio de ejercicio, el tenedor no lo ejerce</i>	-500
<hr/>		
	Resultado de la cobertura	-500

Mercado Contado

05/20xx	Vende 1000 MWh a US\$22/MWh	22000
<hr/>		
	Resultado de la operación con opciones	-500
<hr/>		
	Total de la operación (1000 MWh)	21500
<hr/>		
	Precio unitario final de venta (US\$/MWh)	21,50
<hr/>		

Apéndice III: Listado de Contratos de Futuros y Opciones en CME Group³⁹

Name	Category ⁴⁰	Cleared As
Alberta Power Pool Calendar Day Swap Futures	Flats	Futures
Alberta Power Pool Calendar Month Swap Futures	Flats	Futures
Ontario Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
Ontario Off-Peak Calendar-Month Swap Futures	MOP	Futures
Ontario Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
Ontario Peak Calendar-Month Swap Futures	MP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 50 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub 50 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT Houston 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT Houston Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 50 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub 50 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT North 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures

³⁹ Extraído de la nómina de contratos disponible en www.cme.com. Consultado el 11/03/2011.

⁴⁰ Referencias: (DP) Daily Peak, (DOP) Daily Off-Peak, (MP) Monthly Peak, (MOP) Monthly Off-Peak.

Name	Category ⁴⁰	Cleared As
ERCOT North Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT North Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 50 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub 50 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT South 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT South Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 50 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 50 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub 50 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures
ERCOT West 345 kV Hub Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Calendar-Day Futures	DP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Day-Ahead 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Calendar-Day Swap Futures	DOP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Off-Peak Swap Futures	MOP	Futures
ERCOT West Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Calendar-Day Swap Futures	DP	Futures

Name	Category⁴⁰	Cleared As
ERCOT West Competitive Load Zone Real-Time 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Connecticut Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England Connecticut Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Internal Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England Internal Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Internal Hub Calendar-Day Peak LMP Swap Futures	DP	Futures
ISO New England Internal Hub Off-Peak LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England Internal Hub Peak LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Maine Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England Maine Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England New Hampshire Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England New Hampshire Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England North East Massachusetts Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England North East Massachusetts Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Rhode Island Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England Rhode Island Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England South East Massachusetts Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England South East Massachusetts Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
ISO New England West Central Massachusetts Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
ISO New England West Central Massachusetts Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub 5 MW Off-Peak Calendar Month Real-Time Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub 5 MW Peak Calendar-Month Real-Time Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub 5MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub Calendar-Day Peak LMP Swap Futures	DP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub Off-Peak LMP Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Cinergy Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Illinois Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Illinois Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Illinois Hub Off-Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Illinois Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Michigan Hub Off-Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Michigan Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
Midwest ISO Minnesota Hub Off-Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MOP	Futures
Midwest ISO Minnesota Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone A 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures

Name	Category ⁴⁰	Cleared As
NYISO Zone A 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone A Calendar-Day Peak LBMP Swap Futures	DP	Futures
NYISO Zone A Off-Peak LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone A Peak LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone C 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone C 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone E 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone E 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone F 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone F 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone G 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone G 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone G Calendar-Day Peak LBMP Swap Futures	DP	Futures
NYISO Zone G Off-Peak LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone G Peak LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone J 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone J 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Futures	MP	Futures
NYISO Zone J Calendar-Day Peak LBMP Swap Futures	DP	Futures
NYISO Zone J Off-Peak LBMP Swap Futures	MOP	Futures
NYISO Zone J Peak LBMP Swap Futures	MP	Futures
PJM AECO Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM AECO Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM AEP Dayton Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM AEP Dayton Hub 5MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM AEP Dayton Hub Calendar-Day Peak LMP Swap Futures	DP	Futures
PJM AEP Dayton Hub Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM AEP Dayton Hub Off-Peak LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM APS Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM APS Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM BGE Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM BGE Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM ComEd Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM ComEd Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM DOM Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM DOM Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM DPL Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM DPL Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Duquesne Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Duquesne Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Eastern Hub Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Eastern Hub Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM JCPL Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM JCPL Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM METED Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM METED Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Northern Illinois Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Northern Illinois Hub 5 MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Northern Illinois Hub Calendar-Day Peak LMP Swap Futures	DP	Futures
PJM Northern Illinois Hub Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures

Name	Category ⁴⁰	Cleared As
PJM Northern Illinois Hub Off-Peak LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Northern Illinois Hub Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Northern Illinois Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Off-Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Peak Calendar-Day LMP Swap Futures	DP	Futures
PJM Peak Calendar-Month LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM PECO Zone 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM PECO Zone 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM PENELEC Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM PENELEC Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM PEPCO Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM PEPCO Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM PPL Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM PPL Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM PSEG Zone Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM PSEG Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Western Hub 50 MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Western Hub Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Western Hub Off-Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MOP	Futures
PJM Western Hub Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
PJM Western Hub Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Day-Ahead LMP Swap Futures	DOP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Real-Time LMP Swap Futures	DP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MOP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MOP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Day Day-Ahead LMP Swap Futures	DP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Day Real-Time LMP Swap Futures	DP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
CAISO NP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Day-Ahead LMP Swap Futures	DOP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Day Real-Time LMP Swap Futures	DOP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	DOP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Off-Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MOP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Day Day-Ahead LMP Swap Futures	DP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Day Real-Time LMP Swap Futures	DP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Futures	MP	Futures
CAISO SP15 EZ Gen Hub 5 MW Peak Calendar-Month Real-Time LMP Swap Futures	MP	Futures
Dow Jones Mead/Marketplace Electricity Price Index 5 MW Off-Peak Swap Futures	DOP	Futures
Dow Jones Mead/Marketplace Electricity Price Index 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
Dow Jones Mid-Columbia Electricity Price Index Swap Futures	MP	Futures
Dow Jones Palo Verde Electricity Price Index 5 MW Off-Peak Swap Futures	DOP	Futures
Dow Jones Palo Verde Electricity Price Index 5 MW Peak Swap Futures	MP	Futures
ISO New England Peak Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options
Midwest ISO Cinergy Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options
Midwest ISO Cinergy Hub Peak Option on Calendar Futures Strip Options	MP	Options
NYISO Zone A 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Options	MP	Options
NYISO Zone G 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Options	MP	Options
NYISO Zone J 5 MW Peak Calendar-Month Day-Ahead LBMP Swap Options	MP	Options
PJM 50 MW Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options
PJM AEP Dayton Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options
PJM Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options

Name	Category ⁴⁰	Cleared As
PJM Electricity Option on Calendar Futures Strip Options	MP	Options
PJM JCPL Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Options	MP	Options
PJM Northern Illinois Hub Peak Calendar-Month LMP Swap Options	MP	Options
PJM PEPCO Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Options	MP	Options
PJM PSEG Zone Peak Calendar-Month Day-Ahead LMP Swap Options	MP	Options