

ESTUDIOS ECONOMICOS

Vol. XVI (N.S.)

Enero-Junio 2000

Nº 35

LA REFORMA DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO*

Carina Guzowski**

Introducción

El objetivo de este trabajo es analizar las características y consecuencias de las reformas en el sector eléctrico argentino, situándolas en el contexto de la reestructuración económica y del proceso de cambio del conjunto de las industrias energéticas.

*Este trabajo constituye una versión abreviada de la Tesis de Magister en Economía presentada por la autora en el Departamento de Graduados de la Universidad Nacional del Sur en septiembre de 1999.

** Departamento de Economía, Universidad Nacional del Sur.

Por lo que se refiere a la consecución del nuevo funcionamiento de la industria eléctrica, interesa especialmente investigar el éxito de la reforma en lo que se refiere a la introducción de la competencia y sus pretendidas consecuencias (eficiencia productiva, disminución de precios, etc.), así como la racionalidad de los actores bajo las nuevas modalidades de funcionamiento, en especial en lo que se refiere a las inversiones. En este sentido, dentro de la diversidad en las reformas que se han desarrollado en América Latina, el modelo encarado en Argentina es el que más se ajusta al patrón teórico, y a partir de su pregonado éxito, ha sido tomado como punto de referencia para los países que realizaran las reformas con posterioridad.

La hipótesis principal que se pretende contrastar puede formularse de la siguiente manera: a partir del proceso de reformas se verificó una creciente interrelación entre las cadenas de electricidad y del gas natural, hecho que multiplicó las oportunidades de negocios para los actores privados. Esta interrelación se ha manifestado en que el aporte del gas natural a la actividad de generación eléctrica constituye la base indispensable para una competencia efectiva en los mercados eléctricos. En este sentido, se intentará probar que: el sistema eléctrico argentino tiene una tendencia hacia la sobrecapacidad de generación mediante la instalación de equipamiento turbogas y de ciclo combinado como resultado de las altas tasas de retorno que utilizan los actores privados, de la optimización de sus actividades sobre el conjunto diversificado de actividades energéticas que manejan, y de la particular forma de competencia organizada a partir del nuevo marco regulatorio en el área de generación. Los actores privados se han ubicado estratégicamente dentro del sistema energético, de forma de consolidar la reintegración de las cadenas productivas (petróleo/gas/electricidad). Las inversiones eléctricas, se han concentrado: primero, en el área del Comahue, y luego en el Corredor del Gasoducto NOA, tratando de aprovechar al máximo la disponibilidad y bajo costo del gas natural en esa región. Sin embargo, las dificultades derivadas de la forma en que fue regulada la expansión de la transmisión en alta tensión, han generado problemas en lo que se refiere a la evacuación de la nueva capacidad instalada en generación. De este modo se ha planteado una contradicción dentro del propio marco regulatorio (promoción de la competencia en el

mercado de generación vs decisiones descentralizadas en la expansión del transporte), que ha dado lugar a una ineficiente asignación de los recursos.

En lo que se refiere al enfoque de esta investigación, se habrá de partir de una puesta al día de las características del funcionamiento del sistema eléctrico argentino dentro de la nueva organización institucional y regulatoria. Se intentará ubicar la reforma eléctrica dentro del macroproceso de transformación que se verificó en Argentina a principios de los '90, que se impuso en un marco de crisis institucional, profundamente condicionado por el efecto adverso de los *shocks* externos, y el abultado endeudamiento. Se discutirá la reforma en el sector energético en su conjunto de forma de examinar el grado de integración e interacción de las etapas estratégicas de las diferentes cadenas energéticas (electricidad, gas natural, petróleo) por parte de algunos grupos o actores económicos privados. Seguidamente se analizarán las grandes tendencias mundiales acerca de la evolución tecnológica de la industria, y las nuevas modalidades de la regulación que se deriva de la teoría de los mercados disputables.

Así, en el primer capítulo se abordará la organización de la industria eléctrica antes de la última reforma; seguidamente, en el segundo capítulo, se detectarán los elementos impulsores de la reforma eléctrica en Argentina, analizando en este contexto aquellos factores que comenzaron a erosionar el desempeño del sector. El tercer capítulo investiga las características tecnológicas de la industria, observando cómo los nuevos desarrollos tecnológicos han favorecido la reforma en el sector, mientras que en el cuarto capítulo se examinan con detenimiento los nuevos enfoques de la teoría económica de la regulación. Las reformas macroeconómicas y energéticas en particular, se desarrollan en el quinto capítulo. En el último capítulo se examina con amplitud la reforma en el sector eléctrico, analizando la estructura y funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), estudiando en este contexto el rol del gas y la tecnología. Finalmente y antes de abordar las conclusiones, se realiza una puesta al día de la reforma, examinando con particularidad la utilización de las inversiones como instrumento de competencia.

1. Organización de la industria eléctrica en Argentina antes de la última reforma

En el presente apartado se analizará, desde una perspectiva histórica, la evolución del sector eléctrico argentino desde sus orígenes. Se observará en cada período su estructura institucional, la modalidad de coordinación y el marco regulatorio vigente. Seguidamente se examinarán brevemente las interacciones entre las políticas energéticas globales y el desempeño del sector eléctrico en cada etapa que caracterizan su evolución histórica.

Desde el nacimiento de la industria eléctrica en Argentina, a fines del siglo pasado, hasta mediados de la década del '60, la tendencia reinante fue la progresiva concentración de los servicios bajo el dominio de pocas empresas integradas, inicialmente concesionarias privadas y desde 1945 con una participación creciente del Estado Nacional¹.

Entre 1877 y 1945, la prestación del servicio eléctrico estaba dominado por concesionarias privadas, quedando a cargo de las municipalidades la función de regulación. Dicha acción regulatoria presentó durante este período serios problemas, poniendo en evidencia la disparidad de poder en las relaciones entre las concesionarias y el organismo regulador². Este período estuvo caracterizado por tarifas excesivamente altas, por la oposición de las empresas de extender las redes de distribución sin mediar un pago anticipado de los futuros usuarios, por exigencias de depósitos de garantía en previsión de falta de pago por la energía suministrada y por un débil control de las autoridades locales sobre los capitales privados. Pero, justamente fue durante la Segunda Guerra Mundial cuando este esquema organizativo evidenció más claramente su inadecuación para adaptarse a la nueva realidad mundial. En el mercado interno, el conflicto bélico profundizó el proceso de industrialización iniciado en la década del '20, fuertemente impactado por la reducción de las importaciones. Sin embargo, todo este crecimiento de la actividad industrial se vio frenado por la escasez

¹IDEE (1993), *Los nuevos marcos regulatorios en el sector energético argentino*, San Carlos de Bariloche, p.15.

²IDEE/FB (1992), *Sistema Eléctrico Argentino: estructura institucional, regulación y desempeño*, Bariloche, p.1.

de productos energéticos importados que, hasta 1939 abastecían el 50% del consumo aparente nacional. La crisis energética también afectó al sector eléctrico que dependía de los combustibles importados.

A partir de 1945 y hasta 1966, el Estado Nacional se hace cargo de la prestación del servicio e inicia un proceso de mayor protagonismo en la actividad económica en general y en el sector energético en particular, nacionalizando los servicios públicos atendidos hasta ese momento por las concesionarias privadas. Este proceso de estatización no ocurrió en forma aislada sino que respondió a una modalidad de desarrollo del capitalismo, en un contexto internacional en el que el mundo emergía de la segunda guerra y la reconstrucción sólo podía ser encarada por los Estados Nacionales.

En Argentina, y particularmente en el sector energético, se desarrollaron planes que garantizaron un mayor acceso de la población a las fuentes de energía más eficientes, a través de la creación de estructuras empresariales dentro del Estado. Bajo esta estructura organizacional nacieron las empresas energéticas nacionales Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) y Gas del Estado (GdE) en 1946 y Agua y Energía Eléctrica (AyE) en 1947, que en las siguientes cuatro décadas, se transformaron en los principales instrumentos utilizados por el Estado Nacional para consolidar sus planes de desarrollo y sus políticas energéticas.

Esta política de avance del Estado Nacional en la coordinación eléctrica se mantuvo hasta 1980 con las siguientes características:

- La planificación de la generación y el desarrollo de las redes de transmisión.
- Las asignaciones de los fondos para la expansión de las instalaciones.
- La regulación de la operación del sistema y las transacciones en el mercado eléctrico mayorista (es de mediados de los '70).
- La fijación de tarifas a los usuarios finales de jurisdicción nacional (80% de la electricidad facturada en el país en 1980).

A partir de 1945 y durante tres décadas, las inversiones eléctricas contaron con un flujo de fondos garantizados por el Estado, ya sea a través de aportes del Tesoro Nacional o asignándole parte de la renta captada a través de impuestos al consumo de combustibles. Estos fondos,

complementados por el excedente de explotación de las propias empresas y de los préstamos externos de los organismos multilaterales de financiamiento, tuvieron una importancia relevante en la financiación de la rápida expansión de la industria en las décadas del '60 y del '70³.

Hasta mediados de los '60, el Estado Nacional controlaba a través de sus dos empresas (AyE y SEGBA) el 71% de la capacidad de generación, los estados provinciales el 12%, los concesionarios privados el 10% y las cooperativas el 7% restante. En general, durante toda la década de '60 se registraron modificaciones sustanciales en las políticas tradicionales de uso de fuentes primarias en la explotación eléctrica. A pesar de los enormes potenciales existentes, sólo el 10% de la generación correspondía a centrales hidráulicas. Ante esta situación, el Estado Nacional a través de AyE decidió encarar la realización de grandes obras hidroeléctricas, y el desarrollo de centrales nucleares.

Sin embargo, este esquema no llegó a concretarse exactamente con esa modalidad institucional, y comienza el proceso de descentralización de la generación eléctrica con la creación de Hidronor, para la utilización intensiva de los recursos hidroeléctricos. Adicionalmente, se transfirieron importantes centrales térmicas en construcción de AyE a la Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA), y a la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), el desarrollo de sus centrales nucleares. Así en 1972 surge el mercado mayorista eléctrico, mediante la creación del Despacho Unificado de Carga (DUC).

El mercado mayorista fue ganando importancia a lo largo de los '70 y especialmente en los '80, a través de la regulación de las transacciones comerciales en la cual se intentó cubrir los costos de las empresas generadoras y paralelamente compensar marginalmente las diferencias de costos operativos de las empresas integradas por una operación conjunta y optimizada del parque.

Hacia 1980 el 99% de la generación era cubierta por los entes

³Pistonosi, H. (1991), *La reforma del Sistema Eléctrico Argentino*, IDEE, Bariloche.

públicos (nacionales y provinciales), y la actividad privada eléctrica se reducía al movimiento cooperativo, con una participación del 8% en la facturación eléctrica total del país. Es importante señalar no obstante que hasta 1970-75 la política de precios en general acompañó el proceso de expansión del sector⁴.

En estos años la política energética posibilitó el cambio de los combustibles quemados en centrales eléctricas, tal que en la estructura del consumo se registró un traspaso paulatino del fuel oil al gas natural. Entre 1940 y 1990 se observa una paulatina disminución de la participación del fuel-oil y un aumento más que proporcional del gas natural en la matriz energética. Esto básicamente respondió a una política energética dirigida a sustituir fuel por gas en los usos industriales, y en la generación eléctrica.

Esta dinámica de sustitución, se corrobora cuando se analiza la evolución del parque generador para los mismos años, observándose un claro aumento en la participación del parque hidroeléctrico a partir de los '70 en desmedro de los equipamientos térmicos. También esto responde a una política expresa por parte del Estado Nacional, de sustituir aquellas fuentes energéticas que en principio utilizan recursos no renovables y que además implican procesos de combustión con los respectivos impactos sobre el medio ambiente.

A lo largo del período se modificó radicalmente la estructura de generación de la industria, como resultado de la política energética llevada a cabo por el Gobierno Nacional cuyo objetivo fue diversificar las fuentes de energía utilizadas para la generación eléctrica. Sin embargo, aquel proceso de concentración de los servicios eléctricos, iniciado a mediados de los '40, se revirtió en la década del '80 con la transferencia de los servicios de distribución de la empresa nacional AyE a las provincias. Como resultado de la descentralización, las empresas provinciales alcanzaron una participación del 34% en la facturación a consumidores finales y del 37% en el número de suministros.

⁴Pistonesi, H.(1991), *op. cit.*

En algunas provincias los servicios recibidos de la Nación fueron inmediatamente transferidos a las cooperativas, con lo cual estos entes incrementaron su participación en la facturación total de electricidad al 11%. Este proceso de descentralización de la industria eléctrica, afectó paralelamente la regulación de este mercado, ya que la Secretaría de Energía no tenía poder real sobre los gobiernos provinciales para ejercer la función de policía en la operación del sistema eléctrico. Esto condujo a que en situaciones de déficit de abastecimiento las empresas provinciales se negaran a acatar las órdenes de operación del Despacho Nacional de Cargas, especialmente en lo que se refiere a la realización de cortes programados, poniendo en peligro la estabilidad de todo el sistema eléctrico nacional⁵.

En este contexto, las provincias eran las encargadas de establecer los cuadros tarifarios y los impuestos sobre los consumos eléctricos, situación que socavó la posibilidad de definir una política tarifaria nacional por parte de las autoridades federales.

2. Elementos impulsores de la reforma eléctrica

2.1 Crisis financiera

Todos los cambios institucionales anteriormente mencionados, sumado a la falta de adaptación del marco regulatorio vigente, comenzaron a erosionar el desempeño del sector. En este contexto las empresas eléctricas nacionales, fueron deteriorando su desempeño, abrumadas por su enorme endeudamiento, por las bajas tarifas, por su utilización como instrumento de recaudación fiscal y por sus enormes costos originados en los precios pagados a los contratistas. En este sentido el mantenimiento de bajas tarifas para todos los servicios públicos prestados por el Estado, en particular la electricidad, fue un mecanismo recurrente de las políticas antiinflationarias, afectando gravemente la situación económica de las empresas eléctricas nacionales.

Simultáneamente se restringieron, y en ciertos períodos se

⁵*Ibidem*, p.12.

eliminaron, los aportes del Tesoro Nacional a las empresas eléctricas, obligándolas a endeudarse, a reducir la inversión y los gastos en mantenimiento. Aún más, la falta de financiamiento de las empresas eléctricas se agravó mucho más a partir de 1989⁶ con la eliminación de los fondos específicos provenientes de los impuestos al consumo de combustibles, que históricamente constituyeron una de las fuentes de financiamiento más importantes para el desarrollo del sector⁷.

Estas políticas nacionales se dieron en un contexto económico-financiero internacional particularmente desfavorable. A mediados de los setenta los mercados financieros presentaban una gran liquidez, necesitaban colocar sus fondos excedentes y estaban dispuestos a otorgar préstamos de corta duración a instituciones de los países en desarrollo, a tasas de interés variables. En estas condiciones, las empresas eléctricas argentinas agobiadas por los problemas financieros, contrajeron préstamos externos que luego en los '80 con el aumento de las tasas internacionales terminaron por minar toda su estructura económica.

La restricción financiera enfrentada por el Estado Nacional en los ochenta, obligó a las empresas públicas a disminuir drásticamente el endeudamiento y traspasar las utilidades para el financiamiento del gobierno general, con lo cual los programas de inversión también fueron restringidos. Así, cuando en Argentina se inició el programa de reformas y en particular el proceso privatizador, quedaban inversiones por realizar en los diferentes segmentos de la cadena eléctrica.

Hacia principios de los '90 el sistema eléctrico argentino se encontraba frente a una virtual cesación de pagos. El desempeño económico y financiero de las tres empresas eléctricas nacionales (AyE, SEGBA e HIDRONOR) se había deteriorado sensiblemente durante la década del '80 debido al incremento de costos no compensado por aumentos tarifarios. En estas condiciones las empresas se encontraban fuertemente endeudadas

⁶ IDEE (1993), *op. cit.*

⁷Según estimaciones el sector eléctrico obtenía a través del impuesto a las transferencias de combustibles líquidos, entre 250 y 380 millones de dólares. Obviamente estos fondos dependieron de una política de precios del petróleo y sus derivados.

sin posibilidades de realizar inversiones ni siquiera en el mantenimiento del equipamiento. AyE resultó la más afectada, ya que la transferencia de sus sistemas de distribución eléctrica a las provincias significó una reducción drástica de su precio medio de venta y un notable incremento de la morosidad en el pago de los suministros no interrumpibles (ventas a las empresas distribuidoras provinciales), al tiempo que el sistema regulatorio vigente le ocasionó fuertes incrementos en los costos⁸.

Por estos años, como consecuencia de una intensa sequía, disminuyeron los aportes hidráulicos de la cuenca del Río Limay y la del Uruguay, situación que sumada a la indisponibilidad térmica trajo aparejado el desabastecimiento eléctrico y los cortes programados del suministro⁹. En este contexto, el deterioro de la gestión en lo económico y técnico determinó el cambio de rumbo en cuanto a su organización institucional.

Hacia fines de los '80, la industria eléctrica presentaba los signos de una profunda crisis:

- Racionalización del consumo en condiciones de bajos aportes hidráulicos y de alta indisponibilidad térmica de generación.
- Aumento de las pérdidas de distribución, hasta alcanzar el 23% de la facturación.
- Demoras en los plazos de ejecución de obras, que incrementó los consumos medios de combustibles por una mayor utilización de los equipamientos turbogas. Y fundamentalmente, las dificultades económicas-financieras que las empresas eléctricas venían atravesando desde mediados de los setenta.

2.2 *Los condicionamientos de los países en desarrollo y las presiones para la reforma estructural*

Terminada la Segunda Guerra Mundial, los organismos

⁸Hasson, G. (1994), "Análisis de las privatizaciones eléctricas", *Revista Desarrollo y Energía*, Vol 3, Nro 5, Bariloche, p.53.

⁹En noviembre de 1991 la indisponibilidad técnica alcanzó al 51.1% del parque térmico. Asimismo el caudal del río Uruguay disminuyó un 64% con respecto a la media histórica.

multilaterales de créditos adquirieron una relevancia fundamental en el crecimiento del sector eléctrico de la mayoría de los países en vías de desarrollo, proveyendo recursos financieros y conocimientos técnicos a la industria.

Culminada la crisis petrolera de 1973-74, el Banco Mundial redujo significativamente su participación en las inversiones totales en el sector eléctrico. De este modo, el Banco Mundial y las instituciones financieras multilaterales reexaminaron todas sus políticas destinadas a los países en vías de desarrollo y comenzaron a ejercer presiones, argumentando que sus escasos recursos financieros se localizarían en aquellos países que respondan a sus políticas. Recomendaron poner mayor énfasis en la "eficiencia y la reestructuración en lugar de concentrarse en la expansión" reconociendo que tal estrategia conduce sin lugar a dudas a más bajos niveles de electrificación rural y urbana, limitando por lo tanto para muchos, las posibilidades de desarrollo económico.

Tales aseveraciones concluyen, que los países en vías de desarrollo han tenido gran éxito en ampliar el acceso de una gran parte de su población a la electricidad, y que en oposición, la administración y gestión de las empresas eléctricas se ha ido deteriorando con el tiempo, conjuntamente con el desarrollo de grandes instituciones bajo estructuras monopólicas. Todo esto, sumado a sistemas técnicamente poco eficientes con pérdidas en red que superan ampliamente los niveles aceptados en los países desarrollados, retrasos en los plazos de construcción de los proyectos, subinversión en la distribución y sobreinversión en la generación, condujo a la reforma estructural.

En este sentido, los estudios recomendaron tres caminos posibles a seguir:

a) El rediseño de nuevos esquemas institucionales para los sistemas eléctricos y la ruptura con los viejos paradigmas organizacionales de forma de mejorar el rendimiento tecnológico y financiero de los servicios. En este sentido, todo apunta a la revalorización de las fuerzas de mercado como el mejor mecanismo asignador de recursos, y la privatización de las empresas para eliminar toda interferencia gubernamental en la gestión.

b) Consideran que el precio de la electricidad debe subir en gran medida para reflejar el costo marginal y de esta forma permitirle el

autofinanciamiento a las empresas eléctricas. Sugieren además que la reforma sólo será posible con el financiamiento de capitales privados internacionales, y la atracción será el resultado de asegurarles mejores condiciones e incentivos para disminuir riesgos, tales como exenciones de impuestos, fácil acceso a la tierra, exenciones de derechos de importación, seguridad de precios y garantías de que las ganancias podrán enviarse a sus países de origen en moneda fuerte. Y básicamente ha existido una sugerencia que indica que las expansiones futuras de capacidad deberían orientarse primordialmente hacia tecnología de baja intensidad de capital, tales como el gas natural, para así reducir el plazo de vencimiento de los proyectos eléctricos¹⁰:

c) Los países en vías de desarrollo deberían revisar toda la gestión de sus empresas eléctricas, reorientándolas hacia un uso eficiente de la energía, hacia la disminución de las pérdidas en red y la disminución de la demanda.

Asimismo, estos estudios ponen énfasis en las estrechas vinculaciones entre los problemas macroeconómicos y la situación de las empresas energéticas, sugiriendo la búsqueda de nuevas herramientas para la evaluación de estas situaciones.

2.3 *Las reformas inducidas por el Banco Mundial y la experiencia inglesa*

Es necesario mencionar, que la reforma que el Banco Mundial propone para los países en vías de desarrollo, fue llevada a cabo en el Sistema Eléctrico del Reino Unido. La característica distintiva de esta reforma ha sido introducir competencia como principio regente del sistema, de forma de resolver los tres problemas aparentes de cualquier industria de suministro eléctrico: centralización y tamaño excesivo, posición monopólica y propiedad estatal¹¹:

Las características principales de los cambios (en Inglaterra y Gales, ya que Escocia constituye una situación diferente) son las siguientes: La "Industria del Suministro de Electricidad", existe en Gran Bretaña desde

¹⁰*Ibidem*, p.34.

¹¹*Ibidem*, p.33.

hace aproximadamente un siglo. En sus inicios se trataba de un conjunto de empresas privadas que cubrían la generación, el transporte y la distribución de electricidad, hasta que mediante la "Electricity Act" de 1947 se procedió a su estatización e integración en una sola compañía estatal.

Sin embargo, en 1957 se reorganiza el servicio, a través de la creación de la compañía estatal *Central Electricity Board* (CEGB), que tenía las funciones de generación y transporte (mediante la administración de una red nacional o "National Grid"), mientras que la distribución se encomendó a doce "Area Boards" establecidos a lo largo de todo el territorio.

En 1989, se sanciona la actualmente vigente "Electricity Act", que estableció el marco normativo para la privatización, y la desintegración vertical de la industria. La nueva estructura organizacional entra en vigencia el 1 de abril de 1990, y la antigua CEGB, anteriormente empresa monopólica y verticalmente integrada, fue reorganizada en tres compañías de generación y una de transmisión, a saber¹²:

- Dos generadoras cuyo insumo son los combustibles fósiles, "National Power pic" y "Power Gen pic".
- Una compañía de generación nuclear, "Nuclear electric pic".
- Una compañía de transporte, "National Grid Company pic" (NGC), propietaria y operadora de red nacional de transporte de energía.

Debe señalarse que la empresa de energía nuclear no ha podido ser transferida al sector privado. Ello ha sido consecuencia de los elevados costos de la actividad, que la convierten en poco atractiva para los inversores privados¹³. Por su parte, la distribución se encontraba en el momento de la reforma, a cargo de 12 "area boards", que poseían la exclusividad de la prestación del servicio en sus correspondientes áreas geográficas. Estos entes públicos fueron transformados en 12 "Regional Electricity Companies" (RECs) y vendidos al sector privado, manteniendo la referida exclusividad zonal para el suministro de energía. Asimismo la nueva

¹²Lorenti, P. (1997), "Aproximación al régimen jurídico del sector eléctrico en la República Argentina y a sus fuentes en el derecho comparado", *Revista Regulación Pública*, Bs. As, p. 91.

¹³Lorenti, P., *op.cit.*, p.91.

compañía de transmisión pertenece a las doce empresas de distribución (denominadas ahora Compañías Eléctricas Regionales o RECs). Vale decir, que las empresas distribuidoras son, por este medio, dueñas de la empresa de transporte, que resulta ser un engranaje clave del sistema.

El mercado eléctrico, en el marco de la reforma, ha quedado constituido bajo la forma de un "pool", al cual venden energía tanto los generadores británicos como las empresas de electricidad extranjeras interconectadas (EDF, Francia). En realidad, el "pool" como tal comprende físicamente a Inglaterra y Gales, considerándose a la electricidad proveniente de Escocia, por ejemplo, también como importada. Este pool es administrado técnica y económicamente por la NGC la cual se encarga de establecer el orden de despacho de las distintas estaciones generadores mediante el sistema de "merit order". Asimismo, la NGC es la encargada de implementar, mantener y operar un sistema de convenios ("settlement system") entre generadores y distribuidores, mediante los cuales puede llevarse a cabo la compra y venta de energía. Claramente la privatización le quita a los generadores el control de la red, y esto genera resultados favorables en lo que se refiere a la apertura del mercado a la competencia.

El espíritu de la reforma en el Reino Unido, ha sido introducir competencia en todas las áreas de la industria donde fuese posible: esto es generación y suministro. Solamente la transmisión y distribución a pequeños consumidores (aquellos con carga menor a 100kw) se encontraban (hasta antes de 1998), fuera de las estructuras competitivas, por ser áreas de monopolio natural. Sin embargo, los grandes usuarios son libres de contratar con generadores locales o distantes. Hasta 1994 cada Compañía Eléctrica Regional (RECs) tenía derechos monopólicos en la oferta de electricidad con demanda menor a 1MW. A partir de esa fecha los consumidores con demanda mensual mayor a 100kv pudieron elegir libremente de quién abastecerse, esto significa incorporar el principio del libre acceso de terceros a la red como condición necesaria para la introducción de competencia. En la actualidad, la desregulación del mercado eléctrico inglés se encuentra transitando la fase final, en la cual los usuarios con consumos aún menores de 100kw, pueden elegir libremente a sus proveedores¹⁴.

¹⁴ Hoare, J. (1997), *The UK Electricity Market, Economies et Sociétés*, N°5/6, p.73-88.

La idea final de la reforma es tender paulatinamente a un mercado eléctrico, donde la competencia sea total. En este contexto los nuevos generadores compiten con los distribuidores para captar grandes usuarios, resultando de esa competencia la reducción de precios. Esto evidentemente podría traer serias consecuencias para con el segmento cautivo (residencial) del mercado minorista, ya que los menores precios que pagan los grandes usuarios deben ser compensados por otros mayores asignados al mercado cautivo.

Desde luego, las autoridades han sido conscientes de tales posibilidades, y construyeron una compleja telaraña de reglamentaciones y acuerdos regulatorios para asegurar evitar situaciones fuera de control y discriminatorias para alguna de las partes intervinientes. El gobierno siempre consideró la idea de establecer tenues regulaciones, pero ha estado dispuesto a establecer fuertes intervenciones si era necesario para asegurar condiciones igualitarias y parejas en la competencia.

Lo anterior muestra cómo aún una reestructuración comparativamente radical para la competencia requiere todavía de una relativa mano dura en la toma de decisiones políticas, al menos para establecer las reglas de juego iniciales. Sin embargo, es también claro que la intervención, ya sea política o de naturaleza regulatoria, será necesaria en forma continua. Dado que los distribuidores competirán con los generadores para captar grandes usuarios, su tentación de elevar los precios cautivos de los consumidores-residenciales (como resultado directo de la reducción de precios para grandes consumidores debido a esta competencia) puede llegar a ser muy fuerte. Esta cuestión de límite regulatorio, que se da cuando un solo producto se suministra en dos segmentos de mercado, uno competitivo, el otro inherentemente monopolista, es algo importante que no desaparecerá una vez que el mercado se asiente en su nueva operación. Ello hace que el regulador tenga un papel extremadamente importante en la protección de los consumidores cautivos¹⁵.

¹⁵Oliveira, A. y McKerron, G. (1993), *op. cit.*

Por otro lado, la determinación marginalista de los precios de la electricidad en la reforma eléctrica inglesa, incentiva a los productores a vender tanto como sea posible, es decir a maximizar el margen de ganancias siempre que la producción de la unidad marginal de electricidad cueste menos que el ingreso que propone su venta. Y esto erosiona claramente los objetivos de uso racional y conservación de la energía, como las políticas de sustentabilidad ambiental. En este sentido, la única manera de ejercer algún control sobre estas situaciones es a través de un sistema de incentivos y de controles, de forma de restringir las ventas. Claramente, el mercado no generará incentivos que apunten a la reducción de la demanda y a la conservación de la energía.

El estudio de la reforma en la industria eléctrica en el Reino Unido permite, en principio, analizar las sugerencias del Banco Mundial para con los países en vías de desarrollo, observando que las consecuencias pueden ser aún más complejas que lo que se podría admitir en primera instancia. En este sentido, es necesario decir que seguramente la privatización le ha permitido a estos países un flujo de recursos financieros indispensables para la reorganización de sus industrias energéticas. Sin embargo, en estas soluciones tan drásticas se observan resultados, algunos positivos y otros marcadamente negativos:

- 1) El Banco Mundial sugiere inversiones de rápida rentabilidad y del tipo de bajo riesgo, y esto reduce seriamente la competitividad de las opciones de capital intensivo, siendo particularmente cierto en el caso de las centrales hidroeléctricas. La incógnita radica en saber, cuál es el futuro de las actuales represas hidroeléctricas y cómo se compatibiliza esta situación con las presiones ambientales de los organismos internacionales. Obviamente aquellas inversiones con altas tasas de descuento, impactan con mayor intensidad sobre el medio ambiente ya que combustionan constantemente combustibles fósiles, recursos que además revisten la característica de ser no renovables.
- 2) La experiencia de otros países, Gran Bretaña, por ejemplo, demuestra que la apertura y la privatización total no es la solución de todos los problemas de la industria. Es cierto que resuelve algunos, como la incorporación de competencia en la generación, sin embargo hay otros sobre los cuales no puede actuar. Obsérvese que el gobierno tuvo que quedarse

obligadamente con la energía nuclear (alrededor de un 20% de la energía total generada), y diseñar un mecanismo que garantice la venta de energía nuclear, ya que sus costos son considerablemente más elevados que la generada convencionalmente.

3) Asimismo es necesario mencionar que estos inversores privados que prefieren bajos riesgos, se sostienen en estructuras más o menos monopólicas más que en estructuras competitivas. Y los monopolios privados requieren de un mayor esfuerzo regulatorio y de la implementación de nuevas normas y políticas regulatorias. Si se desea que el abastecimiento eléctrico cumpla entre otros objetivos una meta de eficiencia social, es necesario que se traduzca en un intercambio entre competencia y regulación. En este sentido la competencia necesita ser organizada, y esto no se consigue con un apartamiento total del Estado, sino con una redefinición de su rol en un nuevo espacio económico, que necesita de límites regulatorios¹⁶:

4) Por último, la propuesta del Banco Mundial podría tener una primera interpretación en la que se apunta a asegurar firmes ganancias a los capitales extranjeros a través de la cesión de la propiedad de parte de los sectores eléctricos. Sin embargo, esto debería complementarse con la idea de que es necesario encontrar nuevas formas de funcionamiento del Estado, antes que considerar su repliegue. En una industria, tal como la del suministro eléctrico, la competencia necesita ante todo ser organizada a través de nuevas formas de actividad estatal.

En este aspecto, un tema importante de discusión en la actual literatura sobre regulación, se refiere a que la intervención gubernamental puede ser necesaria no solamente para regular los mercados, sino también para “crearlos”. El problema de la “creación de mercados” no está ausente en los países desarrollados, pero es mucho más serio en los países en desarrollo y especialmente en las economías en transición, donde los derechos de propiedad no se encuentran claramente definidos, y donde además no existe un marco legal de los negocios. Algunos creen que los mercados se desarrollan naturalmente (Stiglitz, 1992), pero otros como Polanyi (1957) y Coase (1988), argumentan que aún en países como

¹⁶ *Ibidem*, p.43.

Inglaterra, donde muchos creen que el sistema de mercado emerge espontáneamente, el rol de gobierno en el establecimiento de los derechos de propiedad y la formulación de un marco regulatorio básico, resulta ser esencial para el funcionamiento de los mercados¹⁷.

3. Los aspectos tecnológicos de la industria eléctrica

La industria eléctrica comprende varias etapas técnicas; generación, transmisión y distribución. Por *generación*, se entiende la producción básica de energía utilizando recursos hídricos o térmicos, como carbón, derivados de petróleo, geotérmicos, nucleares u otros. La *transmisión* es el transporte de energía en grandes bloques normalmente a altos niveles de voltaje. La *distribución* incluye el transporte a voltajes inferiores a 3kv y la entrega a consumidores medianos y pequeños a media y baja tensión¹⁸.

La producción de energía eléctrica debe adaptarse instantáneamente a la demanda que es variable en el tiempo, esto significa que presenta patrones diarios, semanales, mensuales y estacionales. En este sentido el patrón de demanda generalmente tiene una forma tal que se producen máximos diarios, por semana y por año de potencia demandada. La capacidad de producción de una central o un sistema en un momento dado es la potencia, mientras que el flujo acumulado producible a través de un periodo de tiempo es la energía.

La generación se planifica con el objetivo de mantener un equilibrio económico en la capacidad instalada de producción de energía y potencia, mientras que los sistemas de transmisión y distribución se diseñan de acuerdo a las máximas demandas de potencia. Es así, que en la generación se tendrá como objetivo minimizar los costos de instalación de capacidad de baja utilización, invirtiendo en turbinas de gas de bajo costo de inversión

¹⁷Chang, Ha-Joon (1997), "The Economics and Politics of Regulation", Cambridge, *Journal of Economics*, 21, p.17.

¹⁸Blasnot, V. (1992), *La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena*, p. 234.

por unidad de potencia, pero alto costo en combustible. A los efectos de ser utilizada sólo en períodos de demanda pico su estructura de costos se adapta mejor que, por ejemplo, una central hidroeléctrica de alto costo en infraestructura por turbina adicional instalada. De la misma forma, una central hidroeléctrica con capacidad de regulación puede operar parte del tiempo con sólo una parte de sus turbinas, y guardar agua para trabajar a plena capacidad en período pico, mientras que una central de pasada debe producir de acuerdo al caudal disponible, que depende totalmente de la hidrología ya que no puede acumular el agua¹⁹.

Tal como se mencionó anteriormente, la industria eléctrica se caracteriza por la presencia de economías de escala y de alcance en las diversas etapas de la producción del servicio eléctrico. El patrón de demanda y la diversidad en la estructura de costos de potencia y energía entre tecnologías y entre diversas opciones de aprovechamientos hidroeléctricos y térmicos, da origen a las *economías de alcance*. Es posible invertir en centrales cuyos patrones de costo sean complementarios y operarlas sincronizadamente para reducir los costos agregados de suministro. Mientras mayor sea la diversidad de fuentes económicamente competitivas de que se disponga mayores son las economías de alcance.

Por otra parte, en la generación también se puede estar en presencia de economías de escala en términos de la potencia o de la energía, o de ambas. Estas se observan en la construcción de las centrales hidroeléctricas y térmicas y se explican en que para ciertos rangos de tamaño de las centrales, el costo marginal por KW de potencia instalada, por KWH de producción energética, o ambos, es sustancialmente inferior al costo medio. Esto genera un incentivo a invertir en centrales de mayor tamaño y a cubrir, por lo tanto, una mayor parte de la demanda con un número reducido de centrales.

A medida que la demanda se incrementa, se hace económicamente conveniente invertir en sistemas de transmisión para interconectar mercados

¹⁹Basnot, V., *op.cit.*

y aprovechar economías de escala en la generación. Como consecuencia, aumenta el tamaño de las centrales y se las opera coordinadamente. La existencia de las economías de escala y de alcance ha determinado el desarrollo de sistemas de generación interconectados y la operación coordinada o unificada del sistema eléctrico.

En lo que respecta a los sistemas de transmisión y distribución, son básicamente sistemas de transporte de potencia donde los costos fijos presentan indivisibilidades, dando origen a economías de escala. El costo marginal de capacidad de componentes de un sistema de transmisión y/o de distribución, como una línea o una estación transformadora, es frecuentemente inferior a su costo medio. Por ejemplo, la construcción de una línea de 220kv que tiene la capacidad de transmitir más del doble de potencia de una línea de 110kv, no requiere costos significativamente mayores en la instalación de torres ni en terrenos siendo la principal diferencia de costo el tamaño del conductor. De la misma forma, el costo de una estación transformadora no depende en forma significativa de su capacidad de transformación como del número y tipo de transformadores. Asimismo, los costos de administración de un sistema de distribución no dependen de la potencia distribuida, sino mas bien del número de clientes, y no son una función lineal de éste, por lo que también existen economías de escala en la administración de los sistemas. Esta es la razón por la *cual los sistemas de administración y distribución se constituyen en monopolios naturales*. Los costos unitarios (por kw distribuido, o por cliente) tienden a ser muy inferiores en un sistema con mayor densidad de carga (medida en kw distribuido por km^2 , por ejemplo) que en uno menor y, por lo tanto, existen incentivos para construir una red de distribución común para abastecer a un mayor número de clientes dentro de una zona determinada. En la transmisión, tanto desde el punto de vista privado como social, es conveniente construir un sistema troncal de mayor capacidad en vez de dos o más sistemas que operen paralelamente.

Sin embargo, las economías de escala y de alcance no han sido los únicos factores que determinaron la formación de monopolios públicos en la industria. La integración horizontal y vertical de los sistemas obedeció a que, en principio, el tamaño óptimo de las inversiones resultaba excesivo

para la capacidad de inversión del sector privado y a que las inversiones necesarias en el proceso de electrificación eran en general de baja rentabilidad privada. Esto determinó que el proceso de desarrollo y expansión del sector haya estado dominado por la inversión estatal.

En la medida en que el crecimiento del mercado eléctrico se fue consolidando y el cambio tecnológico se solidificó, las barreras a la entrada en la generación comenzaron a desaparecer, el tamaño económico de las inversiones disminuyó en relación al tamaño del mercado, nuevos actores ingresaron fácilmente al negocio eléctrico, evidenciándose la desconcentración de los medios de generación y las condiciones para la formulación de un mercado competitivo.

3.1 Las nuevas tecnologías en la industria eléctrica favorecen la reforma en el sector

Tal como se ha mencionado en apartados anteriores, el Banco Mundial ha puesto énfasis en la necesidad de atraer capital privado de forma de aumentar las inversiones en el sector eléctrico de los países en vías de desarrollo, y de incentivar el uso de tecnologías menos inversión intensiva.

Sin lugar a dudas toda esta nueva postura se ha sustentado en la aparición de nuevos desarrollos tecnológicos que permitieron reducir la incidencia de las economías de escala en el ámbito de la generación, y que han resultado determinantes para la formulación de espacios competitivos en tales mercados. En este sentido los avances tecnológicos, particularmente en las *turbinas de gas a ciclo combinado* (Combine Cycle Gas Turbines, en adelante CCGTs) han reducido los costos en la generación, y la escala requerida de una planta eficiente. Mientras en esta etapa descienden los costos de producción incrementando la eficiencia en el uso del fuel-oil, las turbinas de gas a ciclo combinado también disminuyen la intensidad del capital y necesitan un período más corto para poner una planta en funcionamiento.

Igualmente importante es la eficiencia de las pequeñas CCGTs.

Unas décadas atrás las economías de escala se alcanzaban con equipamientos que combustionaban carbón, con capacidad de 700 o 1000 MW y costos de 1 a 1.5 billones. Las nuevas tecnologías en CCGTs capturan mayores economías de escala con unidades de 100 MW que requieren inversiones de solamente 50 ó 60 millones. Consecuentemente estas CCGTs que abastecen sólo a una pequeña parte del mercado son costo efectivas. El capital requerido para las inversiones no representa una barrera a la entrada.

Esta posibilidad de entrar con éxito al negocio eléctrico con plantas de pequeñas escala cambia la antigua configuración del sector como un monopolio natural y deviene una industria competitiva. Justamente esta facilidad con que las inversiones de bajo costo pueden ingresar a la cadena eléctrica, deteriora la sustentabilidad del monopolio. Por lo tanto la emergencia de la competencia resulta inevitable.

Tal como se ha mencionado anteriormente, estas inversiones se descuentan a tasas altas (alrededor del 12%), esto implica que los agentes privados, seleccionan aquellas inversiones sesgadas hacia proyectos que generan mayores ingresos netos durante los primeros años de funcionamiento. Esto es, como la tecnología en la generación térmica avanza a pasos agigantados, necesitan recuperar las inversiones iniciales en poco tiempo de forma de que en largo plazo cuando el cambio tecnológico se haya efectivizado, puedan trasladarse a otra planta.

Básicamente estas nuevas tecnologías, aseguran inversiones de bajo riesgo con menores costos de entrada al negocio eléctrico y desplazan rápidamente a aquellas inversiones de tecnologías más obsoletas. Bajo esta estructura tecnológica, en el largo plazo aquellas inversiones como las turbovapor no podrán permanecer en el mercado. Por lo tanto, estas nuevas tecnologías han incorporado a la industria nuevos equipamientos tal que en la actual configuración del sector se observan importantes niveles de sobreequipamiento, utilizado como instrumento de competencia.

Sin embargo, esta sobreinversión no obedece sólo a razones de mejora tecnológica sino también a las nuevas oportunidades que ofrece el gas para la generación, esto es a la posibilidad de abastecimiento a muy bajos costos. En primer lugar, las centrales cercanas a los yacimientos, quemando gas anteriormente venteado, son patrocinadas por las propias

empresas petroleras, dado sus bajos costos de producción. En segundo lugar se observa cómo los inversores independientes instalan centrales TG de ciclo abierto de alta eficiencia térmica en las zonas gasíferas, de forma de ahorrar los costos de transporte del gas. Esto les permite competir con aquellas centrales existentes en los centros de carga del sistema. En tercer lugar, los transportistas y distribuidores de gas están interesados en mejorar el factor de utilización de los gasoductos y propician la instalación de centrales TG de ciclo combinado en el centro de carga del sistema, beneficiándose con un precio promocional del gas durante nueve meses al año.

En el momento de la reforma, la culminación de las centrales que se encontraban ya en estado avanzado de construcción (Piedra del Aguila, Yacyretá y Atucha II) permitían asegurar el abastecimiento hasta el año 2000 aproximadamente. Sin embargo "... en los primeros tres años posteriores a la reforma, se adicionaron 3400MW (de los cuales el 61% correspondió a centrales hidroeléctricas que ya estaban en construcción (Piedra del Aguila y Yacyretá), que representan la tercera parte de la carga máxima registrada en 1995 y ha elevado el margen de reserva al 57% de la demanda máxima de potencia. La entrada en servicio de las centrales hidroeléctricas produjo una sensible disminución de los precios en el mercado mayorista spot, tendencia que se mantendrá en los próximos años debido a la incorporación progresiva de las unidades faltantes de Yacyretá. A pesar de este contexto desfavorable, se han puesto en funcionamiento 1300MW en centrales térmicas, de las cuales se podría haber prescindido sin alterar el normal funcionamiento del sistema. Es así, que a partir de 1995 comenzó a expresarse una mayor competencia entre los generadores no sólo por la captación de clientes en el mercado a término, sino en la realización de inversiones que mejoren su competitividad. Esta ampliación de la capacidad de generación está impulsando una mayor competencia entre generadores propugnando nuevas inversiones, que llamativamente se dan en un contexto de baja de los precios en el mercado eléctrico, sostenida por un cierto sobreequipamiento que realimentan los propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad..."²⁰.

²⁰ IDEE (1997), *Proyecto ARG/95/G31*. Informe Parcial Nro 3, p.34-36.

Es preciso mencionar, que los actores vinculados a la generación térmica compiten básicamente con los diferentes costos del gas natural que deben afrontar. En este sentido, se registran situaciones de centrales turbovapor, de muy pocos años de antigüedad, que corren el peligro de ser desplazadas del mercado por la incorporación de centrales turbogas a ciclo abierto, de menor eficiencia térmica pero que funciona a precios de gas más bajos²¹.

De la anterior exposición surge el interrogante acerca de la competitividad de los recursos hidroeléctricos nacionales. Esto es, la posibilidad de acceder a un equipamiento con un importante desarrollo tecnológico que permite una mejor eficiencia térmica (turbina de gas, ciclo combinado), la disponibilidad de equipamiento de baja intensidad de capital y las más altas tasas de descuento que utilizan los nuevos actores privados, reduce considerablemente la posibilidad de que existan nuevas inversiones en la generación hidroeléctrica. No hay dudas de que los riesgos que para los generadores implica la construcción de cualquier otro tipo de planta son demasiado altos en un sistema competitivo, por lo tanto cuando ocasionalmente se torne socialmente racional construir plantas de gran demanda de capital y bajo costo de combustible, no es claro si el sistema otorgará incentivos privados para ello. En este sentido, este tipo de inversiones requiere en principio un ambiente con planificación de largo plazo y bajas tasas de descuento.

En el nuevo espacio tecnológico, la racionalidad privada conduce inevitablemente al uso del gas como combustible de generación sin considerar la posibilidad de la utilización del potencial hidroeléctrico. Esto seguramente condicionará una política de desarrollo sustentable en el largo plazo, que considere entre sus objetivos el uso racional de la energía y la disminución en los niveles de emisión, tal como lo exigen los organismos internacionales.

Por último, de lo expuesto se observa la estrecha vinculación entre los subsectores de electricidad y gas natural, situación que se intensificó a

²¹OLADE (1997), *La modernización del sector energético en América Latina y el Caribe: marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio*, Quito.

partir de la reforma ya que multiplicó las oportunidades de negocios para los actores privados vinculados a ambas cadenas. Esta estrecha interrelación entre los dos mercados se manifiesta de dos maneras, por un lado a través del aporte indispensable del gas natural a la actividad de generación eléctrica tal que se constituye en la plataforma para una efectiva competencia en los mercados eléctricos y por otra a partir de la existencia de una competencia creciente en la actividad de transporte entre ambas fuentes. El transporte de gas compite, con la transmisión de electricidad en alta tensión. Los costos del transporte de gas son mayores que los del transporte de electricidad. Esto se ha traducido en la instalación, por parte de inversores independientes, de centrales TG de ciclo abierto de alta eficiencia en las zonas gasíferas, que resultan competitivas frente a las centrales existentes en los centros de carga del sistema.

Las necesidades de generación eléctrica deben confrontar las posibilidades termoeléctricas a base de gas natural y los respectivos gasoductos con las interconexiones eléctricas a grandes distancias. Los costos de inversión en transporte de gas frente a los de transporte de electricidad pueden sugerir una nueva concepción del abastecimiento eléctrico donde convenga instalar plantas térmicas modulares de alto rendimiento en los nodos de distribución a los grandes centros de consumo, o encontrarse combinaciones apropiadas que minimicen costos y riesgos de suministro²².

En este sentido dada la racionalidad predominante de los inversores privados (tasas de retorno superiores al 14% y cortos periodos de recuperación), es poco probable la aparición de nuevos actores en la generación eléctrica si no existen posibilidades de abastecimiento de gas natural a costos competitivos. Especialmente cuando existen fuertes incertidumbres vinculadas con el aporte de las centrales hidroeléctricas. En consecuencia, el ingreso de nuevos generadores y el éxito en la promoción de la competencia en la generación depende en forma crucial de la mencionada disponibilidad de gas natural.

²²OLADE (1997), *op.cit.*

4. Los cambios en los enfoques vinculados a las teorías económicas de la regulación

El objetivo de esta sección es realizar una breve presentación del desarrollo histórico de las concepciones sobre la teoría microeconómica de la regulación, de los factores concretos del proceso de acumulación capitalista que incidieron en aquella evolución, y de los cambios de rumbo dentro de los preceptos normativos en la teoría económica de la regulación.

En términos generales, la evolución mundial de las perspectivas de la regulación y de la desregulación durante los últimos 50 años, pueden clasificarse dentro de tres períodos²³:

(i) *El período de la Regulación (1945-1970)*, en el cual la mayoría de los países vieron incrementada la participación gubernamental en la economía, en la forma de aumentos en los gastos del gobierno, nacionalizaciones, y aumentos de las medidas regulatorias, de forma de controlar los excesos de las instituciones capitalistas.

(ii) *El período de la Transición (1970-1980)*, en el cual el período intervencionista de la post-guerra comienza a ser revisado, dando lugar a la reducción en la intervención del Estado y la aplicación de los principios del mercado. La economía mundial es testigo del fin de la “época de oro”, y se sumerge en un nuevo período de menores performances económica, junto con shocks masivos tal como las dos crisis petroleras y la crisis de la deuda.

(iii) *El período de la Desregulación (1980 hasta la actualidad)*, en el cual se consolida la reducción en la intervención del Estado en las actividades económicas, a través de privatizaciones masivas, restricciones presupuestarias y desregulación de los mercados. La justificación teórica de este período se basa en las extensiones teóricas de las teorías intervencionistas originadas en los '70, y elaboradas durante los '80.

Concluida la Segunda Guerra Mundial, aún los economistas de

²³Chang, Ha-Joon (1997), *op.cit.*, p.724.

inspiración liberal admitían que en el caso de las actividades de servicios públicos, las insuficiencias de los mecanismos de mercado y de la libre iniciativa privada justificaba una intervención más directa de la acción del Estado. Las necesidades propias de una rápida reconstrucción en los países europeos y la promoción del desarrollo en las regiones del Sur hicieron que la mayor parte de esas actividades quedaran en manos de empresas públicas, con lo que el Estado pasó a controlar de manera directa la asignación de los recursos en tales ámbitos. Las nacionalizaciones de los recursos hidrocarbúricos y la creación de empresas estatales se insertaron en una época de profundas transformaciones económico-sociales.

Hacia fines de la década del 60, la crisis que comienzan a experimentar las economías industrializadas de occidente (especialmente los EEUU y el Reino Unido), dan lugar a una serie de grandes transformaciones en la organización de los procesos de producción y en el funcionamiento de los mercados financieros. Particularmente en las actividades de servicios públicos habían comenzado a agotarse las fuertes economías de escala que habían caracterizado a las inversiones en el período anterior. En el caso de las industrias energéticas, los incrementos en los precios del petróleo se agregaron a aquella tendencia para dar lugar a una fase de aumentos de costos y de precios. Esto dio lugar a nuevos paradigmas que propugnaban la liberalización y desregulación de los mercados. Según la visión de estas corrientes de pensamiento las imperfecciones del mercado resultaban preferibles a las fallas de la intervención estatal²⁴.

Desde mediados de los 70, se generan una serie de modificaciones en los preceptos teórico-normativos que habían guiado previamente a la intervención del Estado en las actividades económicas.

Todas estas transformaciones estructurales nacieron como respuesta a la crisis de acumulación desatada a fines de los 60. La relocalización de los procesos productivos en el espacio mundial, la acelerada concentración por absorción o asociación de las grandes firmas multinacionales, la masiva incorporación de los adelantos tecnológicos, la adopción de nuevas formas

²⁴Pistonesi, H. (1997), "Elementos de Teoría Económica de la Regulación", *Documento de trabajo*, Bariloche.

(más flexibles) de organización del trabajo y de contratación y la internacionalización de los flujos financieros fueron parte de esa transformación que pugnó hacia una creciente globalización de los mercados.

En esencia, el proceso de globalización de la economía mundial ha sido el resultado de las estrategias de los grandes conglomerados multinacionales (productivos y financieros) tendientes a optimizar sus resultados (ampliación de sus porciones de mercados y de sus masas de ganancia) sobre el espacio económico internacional²⁵.

Entre fines de los 70 y principios de los 80, comenzaron a vislumbrarse importantes cambios dentro de las teorías microeconómicas de la organización industrial que implicaron cambios de rumbo dentro de la teoría económica de la regulación y que se incluyó dentro de la denominada *Teoría de los Mercados Disputables*.

4.1 Mercados disputables y regulación

La idea básica que abarca la Teoría de los Mercados Disputables es que un mercado puede ser vulnerable a las fuerzas competitivas aunque esté caracterizado por una situación monopólica u oligopólica. Esto significa que si las empresas que ocupan el mercado son técnicamente ineficientes, aplican precios excesivos a sus productos o explotan a los consumidores de alguna otra manera, la entrada exitosa de competidores es posible. En consecuencia, los mercados disputables deben estar caracterizados por la libre y fácil entrada y salida de modo tal que la competencia potencial pueda ser suficiente para disciplinar el comportamiento de las firmas oligopólicas o monopólicas presentes en el mercado. En este sentido, aunque los mercados que se consideran, no sean de competencia perfecta sino poblados de oligopolios y monopolios, si existe perfecta disputabilidad en todos los mercados entonces se podrían restablecer todas las condiciones necesarias para alcanzar el óptimo global.

²⁵Pistonesi, H. (1997), *op.cit.*, p.5-6.

El surgimiento de la teoría de los mercados disputables parte del reconocimiento del insuficiente poder descriptivo del modelo de competencia perfecta, ya que el mismo no detecta algunas cuestiones propias de las industrias, tales como las importantes economías de escala y la existencia de mercados caracterizados por monopolios y oligopolios. En consecuencia, la Teoría de los mercados disputables procura ser una generalización o un sustituto del modelo de competencia perfecta tanto desde el punto de vista descriptivo-explicativo, como desde la perspectiva normativa de la Economía del Bienestar²⁶.

Una de las condiciones más relevantes de esta teoría es la existencia de la competencia potencial dada por la libre entrada y salida. Bajo estas condiciones, el poder monopólico esta ausente aún en presencia de monopolios. Un mercado perfectamente disputable tiene las siguientes propiedades:

1. Se asume que las potenciales entrantes, pueden acceder al mismo conjunto de técnicas productivas y demanda de mercado, que las que están disponibles para las firmas presentes en el mismo.
2. No existen restricciones legales para la entrada o salida del mercado y tampoco hay costos especiales que deben enfrentar las entrantes pero que no recaen sobre las firmas que ocupan el mercado. Es decir que la tecnología utilizada puede implicar economías de escala pero no requerir necesariamente costos hundidos.
3. Las firmas presentes en el mercado sólo pueden modificar sus precios con cierto período de demora, pero los consumidores responden inmediatamente a las diferencias de precios²⁷.

Indirectamente estas condiciones presuponen que todo el capital requerido por los entrantes potenciales se encuentra disponible en forma líquida y que el mismo puede desplazarse rápidamente de industria a industria. Esto significa que existen mercados bien desarrollados para *leasing* o reventa de equipos de capital de modo tal que la liquidez del

²⁶ *Ibidem*, p.34.

²⁷ Bailey y Friedlander (1982), "Multirproduct Industries", *Journal of Economic Literature*, VIXX.

capital puede recuperarse rápidamente y sin incurrir en pérdidas en su valor. En tales circunstancias una firma puede ingresar a un mercado monopolístico u oligopolístico si es que espera obtener beneficios fijando precios inferiores a los de la firmas presentes sirviendo una parte de la demanda atendida hasta el momento por las mismas.

Si las firmas que ocupaban previamente el mercado reajustan sus precios, reaccionando frente a la nueva competencia, entonces la firma recién ingresada puede salir rápidamente del mercado sin la pérdida que podría originar cualquier tipo de costos hundidos. En esas condiciones las economías de escala no constituyen barreras a la entrada en la medida en que el oligopolio o monopolio a que puedan dar lugar sea no sustentable.

Si la tecnología que caracteriza a la industria implica la presencia de costos hundidos²⁸, entonces esos costos constituirán una barrera a la entrada ya que ellos deben ser afrontados por el potencial ingresante pero no deben ser erogados nuevamente por la o las firmas ya presentes en el mercado.

A partir de aquí se pueden hacer algunas consideraciones acerca de la estrecha relación entre disputabilidad y regulación. En este sentido, una de las más importantes derivaciones de la teoría de los mercados disputables es la falta de necesidad de regulación en aquellos mercados que sean disputables, especialmente si la regulación constituye una barrera legal a la libre entrada de nuevas firmas a la industria considerada. El cambio institucional y regulatorio del sistema eléctrico argentino, resulta plenamente compatible con esta teoría.

²⁸Se denomina costos hundidos a aquellos costos que no pueden ser recuperados o al menos no rápidamente. Por ejemplo, los costos de inversión de las redes de transmisión o distribución en un sistema eléctrico, los rieles de un sistema ferroviario son ejemplos de ese tipo de costos. Se trata de inversiones que no pueden transformarse tan fácil y rápidamente en capital líquido conservando al mismo tiempo el valor del capital inicialmente invertido.

Es importante distinguir entre costos fijos y costos hundidos. Los costos fijos resultantes de inversiones de capital serán costos hundidos sólo en la medida en que tenga la característica de no ser fácilmente reconvertibles a capital líquido. Por ejemplo los equipos ligeros de generación térmica constituyen costos fijos en la industria de la generación eléctrica pero, en ciertas circunstancias, pueden ser rápidamente realizables y por lo tanto no constituir costos hundidos.

Bajo estas consideraciones, en aquellos mercados no disputables caracterizados por industrias monopólicas u oligopólicas, la regulación resulta indispensable como mecanismo para impulsar un mayor bienestar. Sin embargo, la propia teoría menciona que la regulación debe continuar en aquellos mercados que detenten grandes costos no recuperables.

4.2 Algunas consideraciones acerca de la disputabilidad del sector eléctrico

En principio evaluaremos el carácter disputable del mercado que nos compete, en función del carácter comercializable de los bienes y servicios que produce, al grado de economías de escala, secuencia y alcance, de acuerdo con el tamaño del mercado que atienden y a la intensidad de los costos hundidos que las caracteriza .

El análisis lo haremos en cada uno de los tres subsectores en que se divide la industria eléctrica: generación, transporte y distribución.

a) Etapa de generación

Hasta principios de la década del '70 una de las características más importantes del área de generación fue la presencia de importantes economías de escala; situación que resultó determinante en la organización institucional del sector dominado por la integración vertical y horizontal de la industria y por una modalidad de coordinación centralizada .

Sin embargo a fines de los ochenta, las tecnologías empleadas en la generación eléctrica comienzan a evidenciar grandes cambios, mostrando una fuerte dinámica de innovación, particularmente en aquellas vinculadas con la generación térmica. Estas nuevas tecnologías que estuvieron vinculadas con la incorporación de Turbinas de Gas de última generación y Centrales de Ciclo Combinado, atenuaron la importancia de tales economías de escala, secuencia y alcance y por lo tanto incrementaron considerablemente el grado de disputabilidad posible en el mercado de generación eléctrica. Asimismo, este equipamiento más ligero de generación permite más fácilmente el uso de modalidades de *leasing* o la existencia de mercados de reventa por lo tanto permite una disminución de la importancia de los costos hundidos.

Como consecuencia de las cuestiones mencionadas anteriormente, es posible introducir disputabilidad en esos mercados. No se habla de perfecta disputabilidad sino tan sólo de un mayor grado de acción de la competencia potencial.

b) La transmisión y distribución

Esta etapa esta caracterizada por la presencia de fuertes economías de escala y de costos hundidos muy importantes. Las redes suponen grandes montos de inversión que sólo son recuperables a muy largo plazo (alrededor de 20 o 25 años).

Por lo tanto, se está en presencia de un monopolio natural no disputable. Como consecuencia, resulta imposible la introducción de mecanismos de mercado en los sistemas eléctricos, mientras permanezca una integración vertical y horizontal de las actividades, o existan exclusividades en el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. El establecimiento de este principio elimina la falta de transparencia en el uso de las redes.

Tal como ya se ha mencionado, la teoría de los mercados disputables puede servir de marco teórico, para comprender el proceso de desregulación eléctrica en Argentina, pero esto ha supuesto una profunda reforma institucional-productiva de la cadena eléctrica, una adecuación de los principios regulatorios y en la forma de coordinación del sector. En este sentido, la reforma partió de una segmentación vertical y horizontal de las diferentes actividades que integran la cadena eléctrica.

En principio fue necesario independizar el manejo de las redes de transporte de las actividades de generación y distribución a través de la segmentación vertical de la industria. Asimismo, la partición horizontal permitió la multiplicación de los actores en los ámbitos de generación y distribución, de forma de disminuir el grado de concentración, y por tanto lograr una reducción en las barreras a la entrada en esas actividades.

De este modo, el proceso de transformación implementado implicó un profundo cambio, que supuso pasar de una modalidad de coordinación centralizada en la asignación de recursos, a otra donde dicha coordinación

descansaría en los mecanismos de mercado. Justamente esta modalidad de mercado, esta caracterizada por la existencia de un alto grado de disputabilidad, introducida mediante dos aspectos fundamentales: la segmentación vertical y horizontal de las cadenas en los eslabones de generación y distribución, y el establecimiento de del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. Bajo estas condiciones, las decisiones de inversión son tomadas de forma descentralizada y el funcionamiento de las fuerzas de mercado ejercen la coordinación del sistema, a pesar de que se mantenga la operación coordinada en el despacho de cargas.

En este contexto, se identifican los mecanismos de mercado en la competencia entre generadores para el abastecimiento mayorista a los distribuidores, y entre generadores o distribuidores para entregar energía y potencia a los grandes usuarios.

La partición horizontal en los ámbitos de generación y de distribución, facilita tanto la competencia en el mercado (al existir una mayor atomización en la generación y una partición geográfica en la distribución), y la competencia potencial al disminuir el grado de oligopolio y/u oligopsonio que suele incidir en la importancia de las barreras a la entrada. Ambos tipos de competencia aportan al grado de disputabilidad de los mercados²⁹.

Cabría aquí preguntarse acerca de cuáles son las diferencias fundamentales y las consecuencias esperadas de este nuevo esquema de organización socio-económica propuesto para el sector eléctrico. En este sentido uno de los argumentos utilizados para consolidar la reforma señaló que la introducción de competencia en la generación promueve el uso más eficiente de los insumos, el incremento de la productividad y la reducción de los costos de producción. Para que los beneficios de las reducciones de costos lleguen a los usuarios finales, es necesario no obstante, regular las actividades de transporte y distribución. De acuerdo con los impulsores de las reformas, una adecuada regulación es capaz de proteger a consumidores

²⁹Pistonesi, H. (1997), *op. cit.*

cautivos, de evitar situaciones discriminatorias y de solucionar conflictos de intereses de partes³⁰.

Sin embargo la construcción de la disputabilidad en los mercados introduciendo mecanismos de precios provoca algunas consecuencias no deseables tales como: en sistemas con una alta proporción de generación hidroeléctrica, puede existir una muy marcada volatilidad en los precios particularmente si la capacidad de regulación hidráulica es muy baja. Esta situación dificulta, y determina notablemente las decisiones de inversión de los generadores. En este sentido la posibilidad de introducir mecanismos de competencia, y el supuesto de fácil entrada y salida del sistema sólo puede verificarse en aquellos sistemas que contemplen la incorporación de tecnologías del tipo de ciclo combinado. Entonces la posibilidad de competencia potencial y efectiva queda restringida sólo para aquellos países que no presentan una muy alta participación hidroeléctrica, y en cambio disponen de gas natural a bajo costo.

La necesidad de sostener la disputabilidad a través de mecanismos de competencia lleva a que se invierta en tecnologías con bajos costos de inversión inicial, y cortos plazos de recuperación del capital. Sin embargo, en estas circunstancias podría darse una situación de sobreequipamiento en la generación, y en presencia de posibles ciclos que se retroalimentan en función de los ciclos de precios.

Cuando este tipo de reformas se fomenta en países con un parque hidroeléctrico importante, y con un horizonte de reservas de gas muy corto (en función de las perspectivas que el negocio del gas representa para el país), la acción del sistema de precios no resulta ser la más apropiada para garantizar una eficiente asignación de los recursos ni para asegurar la calidad y el sostenimiento del abastecimiento en el largo plazo.

Por otro lado, dado que la desregulación eléctrica permite a los grandes usuarios la compra de energía directamente a los generadores, los distribuidores pugnan por retenerlos ofreciéndoles mejores condiciones de

³⁰Bastos, C. (1995), *La transformación del Sector Eléctrico Argentino*, Córdoba.

precios en detrimento de mayores tarifas para los usuarios que permanecen en un mercado cautivo (residencial, comercial y pequeñas industrias).

En lo que se refiere a la formulación de una política de uso racional de la energía, es muy poco probable que esta sea impulsada por las empresas individualmente en un contexto de segmentación horizontal y vertical. Contrariamente, una industria cuyas operaciones están verticalmente integradas es muy factible que promocioe entre sus clientes una utilización más racional de sus recursos energéticos ya que esto se deriva en menores costos de explotación y de inversión tanto en la generación, como en la transmisión y distribución.

Asimismo tal como ya se mencionó anteriormente, la desregulación en el sector eléctrico junto con el desarrollo de nuevas tecnologías en la generación, ha determinado que las plantas térmicas ocupen un lugar destacado en la nueva configuración del parque generador argentino. Sin embargo, es necesario mencionar que este estado de situación implica combustionar más gas, situación que impacta negativamente sobre el medio ambiente. Desde el punto de vista ambiental, no tiene las mismas implicancias un parque generador eminentemente hidroeléctrico que uno térmico. Esto último implica en principio la utilización de un recurso no renovable, con un horizonte de reservas limitado y por ende un impacto ambiental mucho mayor.

5. Las reformas económicas. Antecedentes

A lo largo de estas dos últimas décadas se han registrado profundos cambios cualitativos en los sistemas económicos y sociales de los países de la región pertenecientes al cono sur latinoamericano, particularmente en lo que se refiere a las dimensiones político-institucional, tecnológica, en la organización de la producción y circulación de bienes y servicios y en las modalidades de financiamiento.

En particular, hacia 1981, se produce un cambio en las condiciones de liquidez en el ámbito internacional provocando una reversión de los flujos de capital financiero, poniendo en evidencia los desequilibrios en las

cuentas externas originados ahora por el fuerte endeudamiento externo de corto plazo.

En Argentina, el gobierno constitucional que asumió a fines de 1983, encontró a la economía desenvolviéndose en un estrecho cauce entre la cesación de pagos externos, el desorden financiero con altas tasas de interés y marcado clima especulativo, un virtual estado de hiperinflación, fuertes desequilibrios en las cuentas del sector público y sus empresas, masivos reclamos salariales y una significativa concentración de la economía en un limitado número de grupos económicos altamente diversificados³¹. Hacia mediados de 1989, el progresivo agravamiento de esta situación y la extrema debilidad del Estado para controlarla, desembocó en un cuadro hiperinflacionario, que obligó al cambio anticipado del gobierno constitucional.

En este contexto se pone en marcha «... uno de los proyectos privatizadores más ambiciosos y más acelerados que se conozcan en economías que han emprendido programas de reforma estructural...»³². La velocidad y la forma de todo el proceso privatizador, sólo puede ser entendido, si se acepta que estas privatizaciones fueron, en medida importante, un instrumento financiero de la política de estabilización.

Después de dos experiencias hiperinflacionarias argentinas, en 1989 y 1990, lo producido por las privatizaciones significó una colaboración relevante para el plan de estabilización. El objetivo prioritario del gobierno, fue el financiamiento de corto plazo al sector público y la mejora en la posición externa neta de la economía. En este sentido, la restricción impuesta por el endeudamiento externo durante la década del '80, implicó la necesidad de encarar reformas estructurales en distintos sectores de la economía, y fundamentalmente se registró un cambio radical en lo que se refiere al rol

³¹PNUD/SECYT (1997), *Proyecto de estudio sobre el cambio climático en Argentina*. Informe final del Sub/Proyecto. Estudio de Mitigación de gases de Efecto Invernadero, Buenos Aires, p.13.

³²Sanchez, M. (1994), *Procesos de privatización en América latina*, México, BID, p. 273.

del Estado, quedando establecido el principio de subsidiariedad que prevé para el Estado la realización de inversiones complementarias a las del sector privado. De este modo, el Estado concentra su acción en aquellas actividades ligadas a las funciones de promoción, regulación, fiscalización y control.

En este proceso de transformación, los organismos multilaterales de crédito han buscado inducir un modelo específico de reformas estructurales, a partir de la denominada crisis de la deuda. El origen de la reforma ha sido hallar una nueva estrategia para el manejo de la deuda externa, tal como lo planteara el Plan Brady.

En general, este proceso de reconversión presentó los siguientes rasgos salientes:

1. Mayor internacionalización y apertura de la economía.
2. Retirada del Estado en la producción de bienes y servicios, incluyendo la rápida privatización de las empresas públicas, la racionalización del gasto, y la recuperación de la capacidad tributaria.
3. La liberalización comercial, principalmente de importaciones.
4. La desregulación de los mercados cambiarios.
5. La desregulación de los mercados financieros.
6. La desregulación de la inversión extranjera.
7. La flexibilización de los mercados de trabajo.

Esta transformación del Estado se consolidó a través de una importante reforma tributaria, que se tradujo en un incremento de los recursos fiscales. Asimismo se consolidó la transferencia de las empresas públicas al área privada y el reordenamiento de las actividades retenidas en el área estatal.

5.1 Las reformas en el sector energético

En este apartado se analiza la situación del sistema energético argentino tanto, en su trayectoria histórica como en la actualidad, a fin de interpretar los principales factores que han impulsado su dinámica, a la luz

de los cambios regulatorios e institucionales ocurridos en los últimos años en las industrias energéticas.

El sector energético ha sido tradicionalmente uno de los sectores con mayor presencia del Estado. Aunque las reformas en el propio sector pueden explicarse por su problemática específica, son numerosos los motivos que, originados en otros ámbitos, han impulsado a la industria energética a su transformación. Entre ellos se puede mencionar, en principio una menor capacidad de conducción por parte del Estado, la pérdida de credibilidad del esquema de desarrollo de la economía en su conjunto, y el surgimiento de nuevos desarrollos tecnológicos que permitieron pasar a otras formas de gestión de los recursos energéticos.

Sin embargo, el proceso de modernización al que ha sido sujeto el sector energético no es la respuesta a un problema coyuntural sino que es el resultado de un largo proceso de gestación que se inicia durante la década de los '70 a través de una política macroeconómica de carácter desarrollista, y que impuso al sector tareas muy difíciles de resolver. Toda la extensión de la oferta y cobertura energética a nivel nacional fue desarrollado por el Estado a través de sus empresas públicas, y en este aspecto se produjo un deterioro continuo de sus precios en términos reales como parte de las políticas sociales y antiinflationarias, sin recibir los fondos necesarios incluso para cubrir los costos de operación. En este sentido, como no fue posible el aseguramiento de una tasa aceptable de financiamiento, la opción era el endeudamiento en el exterior de forma de captar recursos financieros. En los años 80, luego de la crisis de la deuda, el cambio en las condiciones del mercado financiero internacional y la necesidad de atender el servicio de la deuda, provocaron fuertes desequilibrios en la situación económica-financiera de las empresas del sector. Todas estas cuestiones comenzaron a erosionar la gestión y el accionar de las empresas del sector, y esto se tradujo en la imposibilidad de hacer frente a las inversiones requeridas para la expansión sectorial.

En Argentina y en el marco de la reforma del Estado puesta en marcha en 1990, se produjo un cambio fundamental en la estructura

institucional y en la regulación de todas las actividades energéticas, que asumió características diferenciadas dependiendo de la cadena energética. Sin embargo, en el esquema de transformación de Argentina, la desincorporación masiva de activos del sector energía alcanzó a los subsectores, electricidad, gas y petróleo, y resultó ser un engranaje fundamental en las políticas destinadas a lograr la estabilización y la recuperación económica. Asimismo posibilitó en gran medida la estabilidad en el equilibrio fiscal y de balance de pagos, en un esquema de política basado en un tipo de cambio fijo que facilita la entrada de inversiones extranjeras. En este contexto resultó esencial que el proceso privatizador coincidiera con la reforma económica general.

Una de las condiciones que aseguraron el atractivo de las empresas a transferir fue que los precios de sus productos en el mercado interno eran suficientes para alcanzar una rentabilidad satisfactoria para los potenciales inversionistas. Esto derivó en la eliminación de subsidios, la liberalización de precios para energéticos transables y a incrementos generalizados de las tarifas de los demás servicios públicos.

Los motivos que promovieron la reforma, y que en gran medida determinaron sus características fueron fundamentalmente dos: la incapacidad financiera del Estado para desarrollar actividades productivas y la supuesta “ineficiencia” estatal en la realización de este tipo de actividades. Estas cuestiones resultaron ser determinantes para circunscribir las actividades del Estado y de esta forma, no obstaculizar la iniciativa privada limitando sus funciones a la promoción de la competencia y a ejercer funciones de contralor en el desempeño de las actividades monopólicas.

5.1.1 La reforma en el sector petrolero

Las reformas en la organización de la industria petrolera, se llevaron a cabo dentro de un complejo contexto de cambios en la estructura del mercado mundial. La reestructuración de la industria se enmarca en un contexto de grandes cambios institucionales y económicos, que impulsaron las primeras acciones de reforma. Esto se tradujo en el saneamiento

financiero en la gestión de las empresas.

Las acciones posteriores implicaron cambios más profundos, vinculados al funcionamiento de los mercados, la apertura de las actividades a la inversión privada y la desincorporación total de activos públicos a través de un proceso masivo de privatizaciones. En Argentina, se consideró agotado el modelo de desarrollo petrolero basado en la gestión empresarial del Estado, y en principio, las razones que motivaron la transformación de esta industria han sido las siguientes:

1. Considerar al petróleo más que como un recurso estratégico, como un *commodity*, una mercancía que se compra y que se vende en un mercado donde existen un gran número de compradores y vendedores.
2. El Estado, es un mal asignador de recursos y sus responsabilidades deberían quedar restringidas a proveer seguridad, defensa, justicia, educación y salud.
3. Por otro lado, tampoco cuenta con los recursos necesarios como para realizar las inversiones en exploración. Ni debe asumir el riesgo minero, ya que existen actores privados que están preparados tanto tecnológicamente como financieramente para llevar a cabo estas actividades.
4. En lo que se refiere a la actividad petrolera, el Estado debe cumplir en la vigilancia de la explotación racional de los recursos, en que se produzca el menor impacto ambiental y en la obtención de ingresos a través del cobro de regalías, cánones e impuestos.
5. La venta total de los activos de las empresas petroleras contribuirá al financiamiento del Estado y a la disminución de la deuda externa.

En Argentina, la participación de capital privado en la actividad petrolera viene de larga data y en reiteradas oportunidades se pensó en recurrir al él para alcanzar la meta del autoabastecimiento petrolero; tal es así que existió un importante desarrollo de empresas petroleras privadas de origen local antes del actual proceso de transformación. Sin embargo, los esfuerzos de exploración fueron siempre asumidos por la empresa petrolera estatal más antigua de América Latina, (YPF), aún cuando se celebraron contratos de exploración con empresas privadas en varias ocasiones. Estos contratos tampoco resultaron exitosos, ya que los precios pagados por el crudo obtenido por las empresas privadas superaron, en muchos casos, los

costos de la producción realizada directamente por YPF y en algunos casos fueron superiores a los precios internacionales.

A partir de 1990 en el contexto de la reforma económica argentina se consolida la verdadera reforma en el sector petrolero, que se denominó Desregulación Petrolera. Los dos objetivos que se consideraron fundamentales en la transformación fueron los siguientes³³:

1. Maximizar el valor presente de los hidrocarburos.
2. Proporcionar a través de la actividad petrolera un mayor bienestar por la movilización de riquezas bajo el supuesto del efecto multiplicador que genera esta actividad.

Desde el punto de vista regulatorio, las reformas en el área petrolera incluyeron³⁴:

- El retiro de la concesión de áreas de exploración ya otorgadas a la petrolera estatal, abriendo la posibilidad de entregarlas en concesión a empresas privadas.
- Libre disponibilidad del crudo por parte de las empresas privadas, autorizadas a exportar e importar libremente crudo y derivados.
- Libre disponibilidad en divisas de los ingresos que las empresas obtengan por la venta de crudo y derivados de libre disponibilidad.
- Equiparación de los precios internos con los internacionales.
- Libre adquisición del crudo para refinerías, hasta ese momento regulado por la Secretaría de Energía mediante la asignación de cuotas.
- Regulación del uso de los oleoductos y otros medios de transporte de la petrolera estatal para que pudieran ser utilizados por terceros.
- Posibilidad de instalar nuevas refinerías y bocas de expendio final de combustibles.

La reestructuración y privatización de la petrolera estatal implicó la privatización de las áreas marginales de explotación de YPF, algunas de

³³ IDEE (1993), *op.cit.*

³⁴ PNUD/SECYT (1997), *op.cit.*, p.37.

ellas con alto potencial gasífero, con una producción superior a los 200m³/día y bajo costo operativo. Asimismo se privatizaron las áreas centrales (también propiedad de la empresa estatal). En el acuerdo se convino la venta de los derechos de asociación, que oscilaron entre el 60% y el 90% según las áreas. Asimismo junto con las reservas petroleras se transfirieron al sector privado las reservas gasíferas en las áreas privatizadas.

Hasta muy recientemente, en el esquema institucional y organizacional de YPF, alrededor de un 20% del paquete de acciones de la empresa funcionaría como un "golden share", ya que puede vetar ciertas decisiones que comprometen la marcha de la industria.

Por último, la política de desregulación petrolera argentina puede ser vista como una ruptura con las políticas seguidas en los últimos 45 años, en las cuales el Estado a través del control de su empresa petrolera consolidó un proyecto energético en el que el petróleo se definió como un recurso no renovable, con un alto valor estratégico. La reforma organiza a la industria bajo un sistema predominantemente privado, en el que se favorece abiertamente la participación de este sector en la actividad en prácticamente todos los eslabones de la cadena, pero en especial en los "upstream", conformándose una estructura netamente oligopólica, con un alto grado de concentración privada en la actividad (siete empresas líderes participan del 96% de las reservas y casi del 85% de la producción).

La apertura y la reforma, cumplió con uno de sus objetivos fundamentales: permitir el incremento notable de la producción de petróleo que de 27,1 10⁶ m³ en 1990 pasó a 48,4 10⁶ m³ en 1997, en su mayor parte con destino a la exportación³⁵. Sin embargo no se observa una política clara en lo que respecta a la exploración, que en la actividad petrolera resulta ser de sumo riesgo. A este respecto se puede mencionar que el promedio anual de pozos explorados en el período 1984/1989 fue de 116, mientras que en lapso 1990/97 disminuía a 91, evidenciándose la escasa propensión

³⁵En 1997 se exportaron 19,3 10⁶ m³ de petróleo, equivalente al 40% de la producción, que unidos a la exportación de hidrocarburos representaron un ingreso de 3000 10⁶ U\$S aproximadamente el 16,6% de las exportaciones totales del país.

de las empresas privadas a asumir el riesgo minero, más allá de las nuevas técnicas de prospección sísmica que disminuyen el número de ubicaciones exploratorias. Este resulta ser un aspecto clave en el análisis del sector, ya que dado el ritmo actual de extracción del recurso, se abre el interrogante acerca del abastecimiento del mismo en el largo plazo.

5.1.2 La reforma gasífera

En los '90 se inicia la transición hacia un nuevo contexto energético en el que el gas adquiere una importancia fundamental y a la que concurren una serie de factores, que terminan siendo los detonadores de un gran proceso de transformación de la industria. Entre estos factores se destacan:

- El retraso de las inversiones en la generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento.
- Los adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad respecto a los sistemas térmicos convencionales y que además ponen en evidencia la potencial competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad.

En el marco del proceso de transformación del sector energético, a fines de 1989, se decide emprender la reestructuración de la industria del gas natural modificando totalmente las reglas de juego que habían normado la actividad durante aproximadamente 45 años. Esta transformación se concreta a fines de 1992 con la privatización total de Gas del Estado.

La reforma en el área gasífera abarcó fundamentalmente las actividades de transporte y distribución, ya que la producción de gas natural siempre estuvo integrada a la cadena petrolera. El proceso de privatización de YPF reforzó este hecho al transferir a las empresas productoras de petróleo parte de las reservas gasífera. La oferta mayorista de gas natural está constituida por una cantidad relativamente importante de productores privados, pero un número muy limitado de ellos controla un alto porcentaje de la misma (80%). Tales actores son en su mayor parte anteriores contratistas de YPF, empresa que ejerció el monopolio estatal hasta fines de la década pasada y que actualmente, como empresa privada (con

participación estatal minoritaria), controla más del 40% de la oferta. De este modo, el grado de concentración de la oferta mayorista de gas natural difiere según las distintas cuencas productoras, pero en todas ellas reviste las características de un oligopolio. A pesar de que en los últimos años se observa una mayor diversificación de los oferentes de gas, aún se aprecia una alta concentración, ya que YPF es responsable por sí solo del 56% del gas inyectado en cabecera de gasoductos.

En lo que respecta a las reservas de gas, se encuentran localizadas en cinco cuencas ubicadas a gran distancia de los centros de consumo, que pueden agruparse en tres regiones: neuquina, austral y noroeste. En términos de los volúmenes de gas inyectados en cabecera de los gasoductos troncales, la región neuquina es la más importante con una participación cercana al 51%. Las otras dos regiones, en tanto, aportan alrededor del 25% cada una y se encuentran a distancias sensiblemente mayores de los centros de consumo. YPF tiene el dominio absoluto sobre las reservas de gas, ya que a fines de 1994, controlaba el 42.5% de las reservas totales del país, con un horizonte temporal de 20.3 años.

La relevancia del estudio de estas cuestiones radica en las estrechas vinculaciones que existen entre la industria eléctrica y gasífera. Alrededor de los sectores gas-eléctrico, se ha conformado un gran negocio, que resulta cada vez más rentable debido a la alta eficiencia en la generación de las turbinas de gas y de ciclo combinado con respecto a la generación térmica convencional, y de la disponibilidad de gas a precios competitivos. Esto implica que el desarrollo y la dinámica del subsector gas en Argentina, condiciona el actual esquema organizacional de la industria eléctrica en la cual el equipamiento térmico participa cada vez con más intensidad en la generación de electricidad.

Pero además, este tema trasciende el ámbito nacional, ya que las cuestiones ambientales han adquirido un valor que agrega externalidades a favor del gas natural. En este sentido, los países industrializados y los organismos de crédito, interesados en el tema del cambio climático, estimulan este tipo de inversiones. Por la relevancia singular de este tema se retornará, en el apartado en que se estudie el rol del gas y la tecnología en la industria eléctrica en Argentina.

6. La reforma en el sector eléctrico

La reforma efectivizada en el sector eléctrico argentino, fue el resultado de un conjunto de acontecimientos que deterioraron paulatinamente la estructura organizativa e institucional de la industria y que finalmente condujo a la transformación del sector en los 90.

6.1 El nuevo esquema institucional. Privatización y partición del sistema (1991/92)

La reforma del sector básicamente propuso que el sector privado asumiera la responsabilidad de operar las instalaciones existentes, y se encargara de su expansión futura, mientras que el Estado se limitaría a promover la competencia y controlar el desempeño de las actividades monopólicas, interviniendo lo menos posible de forma de no obstaculizar la iniciativa privada.

Dentro de un gran proceso de transformación del sistema energético nacional, las reformas implementadas en el sector eléctrico han implicado la reestructuración de los diferentes procesos de la cadena eléctrica (generación, transmisión y distribución), la aparición de nuevos actores, una nueva estructura institucional, un cambio en los objetivos del abastecimiento de una actividad que estaba concebida como servicio público y, por sobre todo, una modificación en las modalidades de coordinación económica en cuanto a tres cuestiones principales: el sujeto decisor, la forma de asignar los recursos, y los objetivos de política dentro de la nueva organización del sector³⁶.

A comienzos de 1992, se modificó la organización del sector eléctrico argentino tanto en los aspectos regulatorios como institucionales, dando lugar al proceso de privatizaciones iniciado en mayo 1992. Los instrumentos legales del nuevo marco regulatorio, se establecieron en el

³⁶ OLADE (1997), *op.cit.*

Decreto 634 del 12/4/91, que otorgó los lineamientos preliminares para la reconversión del sector eléctrico; la Resolución SEEE Nro 38/91 del 19/7/91 que establece la organización del mercado eléctrico mayorista y el sistema de comercialización y precios; la Ley Nro 24065 que abarca la totalidad de los aspectos que tienen que ver con lo institucional.

La transformación se orientó hacia la máxima partición horizontal y vertical de las empresas eléctricas nacionales de forma de promover la competencia tanto como sea posible. La reforma posibilitó un acentuado proceso de desintegración del sistema, tal que en lo que hace a la integración vertical no sólo separa institucionalmente a los operadores para cada proceso de la cadena eléctrica, sino que establece claramente la incompatibilidad para un mismo prestador de actuar simultáneamente en la generación y transmisión o transmisión y distribución, por ejemplo. Asimismo se estableció la segmentación horizontal de la industria, esto implica la partición de las empresas nacionales en unidades de negocio menores.

Estos cambios se inspiraron en las reformas realizadas en Gran Bretaña, cuyos objetivos fueron: proteger los derechos de los usuarios, promover la eficiencia y la competitividad de los mercados, alentar inversiones privadas para el suministro del recurso en el largo plazo, fomentar la operación confiable y el libre acceso a los servicios, regular las actividades de transporte y la distribución asegurando tarifas razonables³⁷.

6.1.1 Estructura y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista (MEM)

En Argentina existen dos mercados mayoristas asociados a dos sistemas interconectados que permanecen aislados uno del otro³⁸ :

- El sistema Argentino de Interconexión (SADI) que cubre casi todo el país con excepción de la Región Patagónica, en el sur del país. Durante

³⁷Blasnot, V. (1992), *op.cit.*

³⁸ IDEE/FB (1998), *Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation, Economics of GHG Limitations*, UNEP/GEF Project, Buenos Aires, p.4.

1997 se canalizó a través del SADI el 91% de la generación eléctrica total. - El Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP) que abastece la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país. El MEMSP representó el 6% de la generación total en 1997.

Ambos mercados operan bajo reglas de funcionamiento similares, pero los precios difieren dependiendo de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado. Dada la importancia que reviste el SADI en el contexto nacional, a partir de aquí nos referiremos específicamente a su situación.

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en *Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución*. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico. Como consecuencia de la nueva organización institucional toda la energía eléctrica se canaliza a través del *Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)* que se define como el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, y si bien la localización de éstas se encuentra dispersa por casi todo el país, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema (área Gran Buenos Aires). Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte, de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación³⁹.

La ley 24065 define como actores reconocidos del mercado eléctrico mayorista a⁴⁰:

- a) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución;
- b) los generadores, autogeneradores, cogeneradores y grandes usuarios que

³⁹CAMMESA (1997), *Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios*.

⁴⁰CAMMESA (1997), *op. cit.*

soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al Mercado Eléctrico Mayorista con posterioridad al 30 de abril de 1992;

c) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad 30/4/92;

d) empresas de países interconectados autorizadas a operar en el MEM.

6.1.1.1 Las bases del MEM

La autoridad técnica en la operación del sistema es la Compañía Administradora de Mercado Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) quién, además de hacer las liquidaciones mensuales de cobros y pagos de los agentes, tiene a su cargo el despacho de cargas y asesora al Ente Regulador de Energía (ENRE) en los estudios de transporte en la red de alta tensión.

La programación diaria es realizada por el Organismo Encargado del Despacho (OED) con un modelo de despacho hidrotérmico del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que optimiza la ubicación horaria de los paquetes de energía hidráulica diarios. La función objetivo es minimizar el costo total, medido como la suma de costos de producción llevados al centro de carga más el costo de la energía no suministrada. Este modelo permite representar la configuración de la red con el nivel de detalle necesario para tener en cuenta las restricciones que afecten el despacho diario, garantizando que el despacho es realizable y que se ajusta a las restricciones de transporte y operación vigentes. Paralelamente realiza los flujos de carga de la red, determinando las pérdidas, los precios de nodo y los correspondientes factores de nodo horarios. Asimismo, representa en detalle el parque térmico, nuclear y los distintos tipos de cuencas y centrales hidroeléctricas indicando para las térmicas la disponibilidad por tipo de combustible por central o máquina y sus correspondientes costos variables de producción estacional y para las hidroeléctricas las restricciones aguas abajo que afectan el despacho horario hidráulico.

6.1.1.2 Agentes del mercado eléctrico mayorista

Transporte de energía eléctrica

Por sus características el transporte y la distribución de electricidad son actividades reguladas sujetas a concesión otorgada por las autoridades competentes, dependiendo de la jurisdicción.

Los transportistas vinculan eléctricamente todos los nodos del SADI. En este sentido, a pesar que se ha definido a los transportistas como los que vinculan eléctricamente a la demanda con la generación, la Función Técnica del Transporte (FTT) no es llevada a cabo sólo por los transportistas, sino que cualquier agente puede convertirse en Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte. Esta se define como el servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forma parte del SADI, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto a que comunican físicamente a compradores con vendedores entre sí y con el Mercado Eléctrico mayorista⁴¹. Tal como se desprende de esta definición cualquier agente del Mercado Eléctrico Mayorista puede cumplir la Función Técnica del Transporte. Es decir, si en su red propia, un generador, un gran usuario o un distribuidor, además de los transportistas, tiene conectado algún gran usuario, algún generador o algún distribuidor, también cumple la Función Técnica de Transporte.

Existe un concepto que es la base de todo el marco regulatorio: todas las instalaciones que cumplen la función técnica de transporte están alcanzadas por el *principio de libre acceso de terceros a la red*. Tal como ya se ha expresado, al hacer referencia a la Teoría de los Mercados Disputables, la introducción de este principio es esencial para la introducción de la competencia (junto con la segmentación vertical de la cadena eléctrica). El libre acceso permite que cualquier agente del MEM que esté conectado directa o indirectamente al Sistema Argentino de Interconexión, pueda comprar su energía eléctrica a cualquiera que la venda en el Mercado Eléctrico Mayorista.

⁴¹CAMMESA (1997), *op. cit.*

En la privatización del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, el gobierno llamó a concurso público internacional para la transferencia y otorgamiento en concesión de los servicios de transporte eléctrico integrados por las líneas de 500kv y las correspondientes subestaciones pertenecientes a Hidronor , AyE y SEGBA. El Sistema Argentino de Interconexión, fue dividido antes de proceder a la privatización, en siete empresas Transportistas. La primera corresponde al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (STEEAT) que se definió como el conjunto de instalaciones de transmisión, de tensión igual o superior a 220kv, que incluye el equipamiento de compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones del sistema. La operación del STEEAT está a cargo de TRANSENER S.A., como concesionario del servicio público en régimen de exclusividad pero sujeto a las normas fijadas por su contrato de concesión y a las regulaciones a las que está sometido el transporte de energía eléctrica. Por tanto, el transportista de alta tensión opera alrededor de 7000km de líneas de 500kv y unos 500km de líneas de 220kv, junto con el correspondiente equipamiento auxiliar y de estaciones transformadoras. Esta es la única empresa que realiza el transporte en alta tensión en todo el SADI.

Existe además un conjunto de instalaciones necesarias para transportar electricidad dentro de una región eléctrica, que no son propiedad de las provincias, agrupadas en una unidad de negocio regional. Esta se denomina Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (STEEDT), y está destinada a vincular eléctricamente en el ámbito de una misma región eléctrica, a los generadores, distribuidores y grandes usuarios, entre sí, con el STEEAT o con otros STEEDT. Estas son:

TRANSNOA: abarca todo el NO incluyendo las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.

DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.

TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires, y surge como consecuencia de la reestructuración y privatización de la Empresa Social de Electricidad de Buenos Aires (ESEBA).

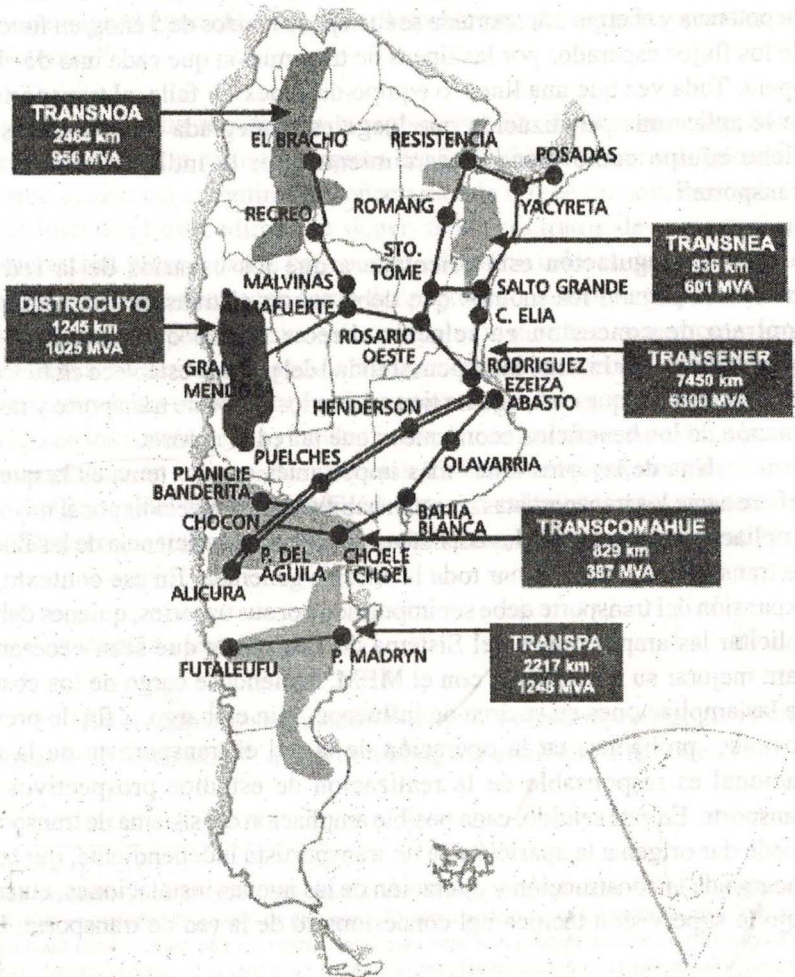
TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.

C.O.T.D.T COMAHUE: incluye las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa.

TRANSPA: que es un área eléctricamente aislada del SADI, y atiende la región patagónica.

La red de transporte eléctrico existente en nuestro país presenta los siguientes puntos característicos:

Gráfico 1: Red de transporte eléctrico en Argentina



Fuente: CAMMESSA, 1999.

Tratándose de la concesión de instalaciones existentes, la remuneración a los transportistas está orientada a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, así como la ganancia empresarial. En este sentido, el transportista recibe una remuneración por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. Los montos a percibir por los transportistas en concepto de potencia y energía transportada se fijan por periodos de 5 años, en función de los flujos esperados por las líneas de transmisión que cada uno de ellos opera. Toda vez que una línea o equipo de conexión falle, al transportista se le aplica una penalización que luego es reintegrada a los usuarios de dicho equipo como único resarcimiento por la indisponibilidad del transporte⁴².

La regulación está orientada a que los usuarios de la red de transporte paguen los montos que debe cobrar el transportista según su contrato de concesión en relación directa al uso que hacen de las instalaciones, por lo tanto la responsabilidad del pago se establece en función de la incidencia que cada agente tiene sobre los flujos de transporte y no en función de los beneficios económicos que la red le reporta.

Una de las cuestiones más importantes en este tema es la que se refiere a que los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos ampliaciones mayores de la red. Esto provoca una insuficiencia de las líneas de transmisión para evacuar toda la energía generada. En ese contexto, la expansión del transporte debe ser impulsada por sus usuarios, quienes deben solicitar las ampliaciones del Sistema de Transporte que sean necesarias para mejorar su vinculación con el MEM, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de influencia. Sin embargo, a fin de prever posibles problemas en la operación de la red el transportista de la red nacional es responsable de la realización de estudios prospectivos de transporte. En este sentido, cada posible ampliación del sistema de transporte puede dar origen a la aparición de un transportista independiente, quien se encarga de la construcción y operación de las nuevas instalaciones, aunque bajo la supervisión técnica del concesionario de la red de transporte. Por

⁴²IDEE/FB (1998), *op. cit.*, p.14.

esta supervisión el transportista independiente debe pagar al concesionario de la red una retribución, tanto en la etapa de construcción como durante el periodo de operación de las nuevas instalaciones. Las ampliaciones pueden hacerse mediante un acuerdo de partes o por concurso público. Si bien en los acuerdos de partes el único responsable de amortizar las inversiones en las nuevas instalaciones es la parte contratante, el resto de los agentes del MEM puede hacer uso de estas instalaciones asumiendo un costo similar al que se paga al concesionario del transporte por el uso de las instalaciones existentes⁴³.

En lo que se refiere a la reglamentación vigente para ampliación de la red desde un nodo de frontera del SADI hasta la frontera geográfica donde el sistema argentino se conectaría a la red de un país limítrofe, los que inician el procedimiento deben tener contratos de importación o exportación preacordados para actuar como iniciadores de la ampliación. Por lo tanto, estos se hacen cargo del pago del canon durante el período de amortización de las inversiones en proporción directa a su participación en la reserva de capacidad de las instalaciones. Los agentes del MEM que participan de las transacciones internacionales de energía eléctrica se hacen cargo de los costos de los vínculos internacionales, tanto durante el período de amortización como el de operación. Existe una excepción, y ésta abarca a los agentes del MEM que utilicen estas instalaciones para conectarse al SADI para sus transacciones habituales dentro del mercado argentino.

La distribución eléctrica

En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor titular de la concesión⁴⁴, quien está obligado a satisfacer toda demanda que

⁴³*Ibidem*, p.17-18.

⁴⁴La concesión se ha otorgado, con exclusividad zonal, por un plazo de 95 años, la misma está dividida en períodos de gestión de diez años. Al término de cada uno de ellos, el Estado Nacional efectuará una licitación pública internacional para vender el paquete accionario mayoritario de la distribuidora, proceso en el cual el concesionario manifestará en sobre cerrado el valor que para él tiene la concesión. De resultar el mismo superado por otras ofertas, se entregará la titularidad del paquete accionario al ganador, reteniéndolo el actual prestador en caso contrario.

le sea requerida dentro de los términos de su contrato de concesión, aún cuando por ley está inhabilitado para actuar como generador. Es el único, entre todos los agentes de la industria eléctrica, que tiene la obligación de abastecer toda la demanda solicitada por los usuarios dentro de su área. Sin embargo, sus accionistas podrían constituir una sociedad generadora destinada a abastecer al distribuidor, en caso de falta de generadores independientes, manteniendo sólo formalmente la separación de ambos procesos de la industria eléctrica. De no existir capitales privados interesados en distribuir electricidad en determinadas áreas, el Estado Nacional deberá asumir la prestación del servicio.

Los distribuidores deben responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes. En caso de que los mismos sufran perjuicios los distribuidores son penalizados económicamente independientemente de que sus instalaciones se encuentren disponibles y los cortes obedezcan a déficit de generación o a fallas en el sistema de transporte. Por esto se esperaba que los distribuidores tuvieran una participación activa para promover la expansión de la capacidad de generación. Como se verá más adelante, su participación no fue necesaria ya que al momento de implementarse la reforma se multiplicaron las oportunidades de negocios, principalmente para aquellos inversores relacionados con la industria del gas.

Dentro de la estructura de la industria eléctrica, son los distribuidores los que mantienen una más estrecha relación con los consumidores finales, por esto se le asignó implícitamente un rol dinamizador de la expansión en todos los procesos para acompañar el crecimiento de la demanda de electricidad en su área de concesión⁴⁵.

En lo que respecta a las tarifas, éstas deberían cubrir todos los costos de los distribuidores, básicamente: sus costos de abastecimiento en el MEM (potencia y energía), los costos del servicio de transporte y los costos propios de distribución. Los costos unitarios externos al distribuidor (aquellos que generan pagos externos a otros agentes del MEM) son

⁴⁵ *Ibidem, op.cit.*, p.14

multiplicados por un factor que representa las máximas pérdidas de distribución admitidas para cada categoría de usuarios finales. El cuadro tarifario tiene una vigencia de 5 años, y se ajusta trimestralmente de acuerdo a las variaciones de precios en el mercado spot. Si los distribuidores logran firmar contratos de provisión por un precio menor al spot, pueden incrementar su utilidad empresarial. En caso contrario, no pueden trasladar a las tarifas sus mayores costos por compra de energía y asumen totalmente el riesgo de la firma de contratos de abastecimiento con los generadores.

Paralelamente, como consecuencia de una mayor apertura del mercado final de electricidad y de la inclusión del principio de libre acceso de terceros a la red, existen una cantidad de servicios prestados por los distribuidores, por los cuales reciben una remuneración especial. En este sentido, todo cliente que contrate su abastecimiento con un generador o comercializador del MEM y use las instalaciones del distribuidor para hacer efectivo el suministro, debe pagarle un peaje al distribuidor en concepto de la prestación de la función técnica de transporte, cuyo valor depende del nivel de tensión al cual se conecta a la red de distribución. Los distribuidores actúan, también como agentes de retención de todos los impuestos (ya sea nacionales o provinciales) y tasas (municipales o para solventar los gastos de los entes reguladores) que gravan el consumo de electricidad. Precisamente esta obligación generó algunos conflictos entre los distribuidores y los generadores, ya que algunas transacciones directas en el mercado mayorista evitaban el pago de ciertos impuestos provinciales. Los distribuidores entendían que el mantenimiento de tal situación era una discriminación hacia sus clientes, y reducía su competitividad en el mercado frente a otros oferentes⁴⁶.

Grandes usuarios

La ley 24065, artículo 10, crea la figura del Gran Usuario, como un agente del Mercado Eléctrico Mayorista. Se trata de usuarios (industriales y comerciales) que, por la envergadura de sus consumos de energía, pueden

⁴⁶ *Ibidem*, op.cit., p.14.

acceder a esta categoría especial, la cual les permite comprar directamente energía en el MEM, en forma más económica que la que les correspondería como clientes cautivos de la distribuidora de su área. Esta es una de las primeras aplicaciones del principio del libre acceso de terceros a la red, que les permite a los grandes usuarios comprar energía en forma directa a quienes ellos deseen.

Este mecanismo, si bien incorpora competencia, también introduce inestabilidades en la industria, ya que difícilmente la tarifa de peaje por el uso de la red pueda reflejar exactamente los costos que le ocasiona al distribuidor la prestación de este servicio, especialmente en un mercado con alta movilidad debido a la flexibilidad otorgada a los grandes usuarios para entrar y salir del MEM. Lo más probable es que finalmente los distribuidores compensen eventuales pérdidas en este segmento del mercado con incrementos tarifarios a sus consumidores cautivos, consecuencia habitual de la segmentación de mercados.

El espíritu de la reforma ha sido incorporar cada vez más mecanismos que favorezcan la competencia. De esta forma, la potencia mínima que habilita a un consumidor a contratar libremente su suministro se ha ido reduciendo progresivamente desde la implementación del nuevo régimen. Inicialmente se exigieron 5 Mw, luego se redujo a 1Mw, luego a 100 Kw y recientemente a 50Kv, siendo la intención de las autoridades liberar totalmente el mercado en los próximos años. Sin embargo, las opciones y responsabilidades de los grandes usuarios son diferentes dependiendo de la magnitud de la demanda.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA). Para ser GUMA, se debe tener como mínimo en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1MW y de energía igual o superior a 4380MWh, y contratar por lo menos el 50% de su demanda de energía eléctrica con un generador reconocido por el MEM. Para ser GUME, se necesita tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 100KW y menor a 2000 KW, y contratar el 100%

de su demanda de energía eléctrica con un generador reconocido por el MEM. Para ser GUPA, se requiere tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 50KV y menor de 100 KW, y contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un generador reconocido por el MEM.

Los GUMA intervienen en forma plena en el MEM e intercambian información constantemente con el Organismo encargado del Despacho, quien administra sus contratos (operan en el mercado a término) siempre que contraten el suministro del 50% de su demanda. Cualquier diferencia entre su demanda efectiva y la contratada origina transacciones en el mercado spot, ya sean de compra de faltantes o venta de excedentes. Por el contrario, los GUME y particulares, sólo pueden contratar la totalidad de su demanda, es decir se abastecen totalmente en el mercado a término, y bajo ningún concepto pueden operar en el mercado spot. Sus contratos de suministro son administrados por el distribuidor del área respectiva, y su prioridad en el abastecimiento es la misma que la de los clientes directos del distribuidor.

6.1.1.3 Organización del mercado eléctrico mayorista

La comercialización mayorista de electricidad puede realizarse a través de contratos de provisión o en el mercado spot. Los actores del mercado pueden optar entre comercializar directamente su energía (ofertada o demandada) o intervenir en el mercado a través de un comercializador, firmando acuerdos de comercialización.

El Mercado Eléctrico Mayorista se compone de:

- a) *Un Mercado a Término*, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) *Un Mercado Spot*, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c) *Un Sistema de estabilización* por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un Organismo Encargado del Despacho .

El mercado a término

En el Mercado a Término del MEM se podrán pactar libremente contratos de energía y de potencia, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de energía como para contar con un respaldo de reserva fría de potencia⁴⁷. Asimismo se establece que la duración de los mismos no puede ser inferior al año y debe abarcar períodos estacionales completos.

Con respecto a las vinculaciones con el Mercado Eléctrico Mayorista, las partes dentro de los contratos del Mercado a Término se vincularán con el MEM a través de puntos de entrada/salida declarados, ya sea conectándose directamente al sistema de transporte, a las instalaciones de un generador, de un gran usuario o a un Sistema de Distribución. En este último caso, deberán convenir con los distribuidores correspondientes el costo del transporte por el uso de la parte de sus instalaciones que resulten imprescindibles para acceder a los puntos de compra/venta en el MEM, dentro del marco de libre acceso establecido en la ley Nro 24065.

Con respecto al servicio de transporte, cada integrante del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), deberá pagar sus cargos fijos por el transporte, de acuerdo a su ubicación y uso previsto de la red, independiente de los contratos que halla suscrito.

En este sentido, las partes contratantes deben asumir los costos del servicio de transporte desde el nodo generador hasta el nodo del demandante, si bien pueden convenir cómo se reparten. Todos los meses, el cargo variable del transporte correspondiente a un contrato será calculado basándose en la energía y potencia efectivamente entregada y la energía y potencia efectivamente tomada dentro de los niveles del contrato y afectándola de los precios correspondientes para cada uno de los nodos.

Para determinar la remuneración del transporte correspondiente a un contrato de abastecimiento o de Reserva Fría se considera que la

⁴⁷La reserva fría representa una oferta de potencia puesta a disposición por las máquinas de un Generador para ser convocada por el contratante en condiciones prefijadas (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de requerimientos propios.

transacción de energía y/o potencia se realiza en un punto, denominado nodo de referencia para el transporte, que es el mercado salvo para contratos de importación o exportación en que es el correspondiente nodo de frontera. El precio se acuerda en ese punto y el vendedor se hace cargo del servicio de transporte para llevar su energía hasta el nodo de referencia para el transporte, mientras que el comprador se hace cargo del servicio de transporte para llevar la energía del nodo de referencia para el transporte hasta su nodo de compra.

Los agentes del MEM pueden firmar contratos de exportación o importación de electricidad con empresas de países limítrofes. Estos contratos se denominan de potencia firme, ya que representan un compromiso del vendedor de poner a disposición del comprador la potencia contratada. Estos contratos de potencia firme requieren, por un lado de la aprobación de la Secretaría de Energía y de una reserva de capacidad de transporte en el vínculo internacional que asegure la viabilidad técnica de los intercambios previstos. La denominación de vínculo internacional se refiere a las instalaciones de transporte que aún estando en el territorio argentino, unen la red de transporte de alta tensión nacional con el sistema eléctrico del país vecino⁴⁸. El nodo en el cual el vínculo internacional se conecta con el SADI se denomina nodo de frontera. En casos de contratos de importación de energía eléctrica, el punto de intercambio del vendedor es nodo de frontera, y en caso de contratos de exportación el punto de intercambio del comprador es el nodo de frontera.

Cuando un generador, cogenerador o comercializador firma un contrato de exportación de potencia firme, garantiza el compromiso con sus propias máquinas identificadas en contrato. Sin embargo, puede comprar un faltante en el mercado spot argentino siempre que esta demanda adicional no produzca un déficit en el abastecimiento de la demanda local. La garantía que le ofrece el vendedor a su cliente extranjero se limita a su capacidad de generación y la exportación se encuentra sujeta a restricciones del sistema de transporte en el SADI como cualquier otra demanda local. Todos los intercambios internacionales contratados están sujetos a las restricciones

⁴⁸ *Ibidem, op.cit.*

de transporte en el SADI y la seguridad en el abastecimiento interno tiene prioridad sobre los contratos de importación/exportación. En caso de excedentes de generación hidroeléctrica en el MEM, los importadores pueden optar por reducir sus importaciones a solicitud del organismo encargado del despacho para evitar vertimiento de energía hidroeléctrica en el país⁴⁹.

La existencia de contratos no implica prioridad alguna en el despacho y CMMESA se reserva la responsabilidad final de administrar estos contratos dentro del MEM. Los contratos a términos, incorporan mayor estabilidad a las actividades futuras de los generadores, alentando la expansión de la capacidad de generación y transporte. En este sentido, que un generador tenga firmados contratos de abastecimiento o de reserva fría no incide sobre el despacho de sus máquinas. El organismo encargado del despacho define la operación de las máquinas del sistema haciendo abstracción de los contratos firmados. Por tanto, se sobreentiende que si su generación excede sus compromisos de venta, el excedente es vendido en el mercado spot, donde también compraría cualquier faltante para cumplimentar la energía vendida por contratos.

En vista que el poseer un contrato en el Mercado a Término implica operar en el Mercado Spot para transar los saldos, las partes deberán ser agentes o participantes autorizados en el MEM.

En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM será posible realizar :

- *contratos entre agentes o entre un agente y un Comercializador del MEM*
- *contratos entre un agente o Comercializador del MEM y una empresa de un país interconectado*

Los Generadores independientes del MEM podrán suscribir Contratos del Mercado a Término con agentes del MEM (Distribuidores, Grandes Usuarios, Autogeneradores u otros Generadores) o Comercializadores pactando libremente condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes. También podrán pactar contratos de exportación

⁴⁹ *Ibidem, op.cit.*, p. 20.

con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países pero requieren cumplir las normas que se establecen en los procedimientos.

Según la reglamentación vigente, los distribuidores tienen obligación de suministrar energía, por lo tanto deben garantizarse niveles de suministro adecuados para atender a su demanda. En el mercado, esta garantía puede obtenerse a través de contratos a términos en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores u otros vendedores mayoristas de electricidad.

En el mercado a término se podrán pactar tres tipos de contratos de acuerdo al compromiso requerido:

a) *Contratos de Abastecimiento*: los firma un generador con un Distribuidor o con un Gran usuario, y se compromete a proveerle una cantidad de energía y potencia especificada en el contrato al precio pactado, pudiendo establecerse penalidades en caso de incumplimiento. Básicamente, se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período definida como una curva de demanda horaria. El vendedor se podrá respaldar contratando máquinas como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

El precio puede definirse de dos formas, o a través de un valor monómico de la energía entregada o bien diferenciando los precios de la potencia y energía recibida por el contratante. Las cantidades a abastecer pueden especificarse fijando un diagrama horario de cargas (en valores absolutos o porcentualmente respecto de su demanda total), o comprometiendo el abastecimiento de toda la demanda del contratante no cubierta por otros contratos anteriores. Los grandes usuarios deben ser abastecidos por el distribuidor local a menos que contraten la provisión de por lo menos el 50% de su demanda con un generador, debiendo comercializar eventuales faltantes o excedentes en el mercado spot⁵⁰.

Ningún generador puede comprometer a través de contratos de este

⁵⁰Hasson, G. (1995), *Revista Desarrollo y Energía*, Bariloche, Vol IV, Nro 8, p.5.

tipo la provisión de potencia y energía superior a la que sus instalaciones le permiten producir. La existencia de estos contratos de ninguna manera significa que el generador estará obligado a producir la cantidad total comprometida por sus contratos. La operación en tiempo real es definida por CMMESA con independencia de la existencia de contratos, sobrentendiéndose que el generador comercializará sus excedentes o faltantes en el mercado spot.

b) *Contratos de Reserva Fría*: Se compromete la disponibilidad de potencia de un Generador como reserva para ser convocada por el contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio Generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachado el Generador en reserva cuando sea convocado por su contratante.

El generador que oferta reserva fría compromete la disponibilidad de una o más de sus unidades generadoras. Cada unidad generadora puede estar comprometida en un sólo contrato de reserva fría. La existencia de este tipo de contratos no impide que la unidad generadora correspondiente sea despachada por CMMESA y venda su producción en el mercado spot cuando no son convocados por el contratante. En este caso cobrará en el mercado spot sólo por la energía entregada, ya que la potencia es remunerada por el contrato de reserva de fría. A partir del momento en que la unidad generadora es convocada por el contratante, se considera que la remuneración de su producción pasa a estar regida por los términos del contrato. Este debe especificar las condiciones precisas en las que se considerará que la unidad es convocada como reserva, el precio al cual se valoriza la potencia de reserva y cuánto se pagará por la energía generada por la unidad durante el tiempo que sea convocada. Estos contratos ofrecen una mayor garantía en el suministro⁵¹.

c) *Contratos de Potencia Firme* : Se compromete una potencia firme en un

⁵¹Hasson, G. (1995), *op.cit.*, p.6.

nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora (contratos de importación y exportación), o en un nodo dentro de una Ampliación Firme por Peaje en que se conecta un agente al MEM.

En el mercado a término se han introducido los denominados precios de referencias estacionales. El distribuidor, establece su tarifa en base al precio mayorista al cual se abastece más un valor agregado de distribución (VAD), tal que este precio de abastecimiento es el precio estacional fijado por CAMESA que surge como promedio del precio marginal horario en el mercado spot. Como consecuencia, computará a favor o en contra toda diferencia que surja entre el precio pactado en los contratos a términos y el precio estacional.

Asimismo en la generación se han fijado precios máximos que se reconocen a los precios del combustible y fletes. Tanto el fuel oil como el crudo están atados a un precio de referencia internacional dado por el mercado de Nueva York. En algunas épocas de año el precio de exportación es el valor tomado para fijar los topes máximos.

El mercado spot

En el mercado spot se canaliza la energía que no está sujeta a relaciones contractuales en el mercado a término. El precio marginal horario es el que se le paga a los generadores eléctricos en el mercado spot y su promedio estacional es el precio base, a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot. En el mercado spot, los precios horarios de comercialización de la energía se determinan calculando el costo marginal horario de combustible para abastecer la totalidad de la demanda de electricidad en el sistema, utilizando para ello todo el parque generador disponible. El precio horario de la energía en el nodo de mercado (centro de cargas del sistema) está definido como el costo en que se incurriría para abastecer una unidad adicional a la demanda registrada en esa hora. Esto es, el menor costo variable declarado por los generadores que estarían en condiciones de incrementar su oferta, considerando tanto a los generadores térmicos como a los hidráulicos. Estos precios horarios rigen para las transacciones que realicen los

generadores (compras o ventas de energía), autogeneradores y grandes usuarios (faltantes o excedentes de contrato). Asimismo cuando un generador deba apartar su operación del óptimo a pedido de CAMMESA (generación forzada), se le reintegran sus costos.

CAMMESA realiza la operación de las centrales en tiempo real de forma tal de minimizar el costo total de combustible para abastecer en cada hora la demanda eléctrica con un nivel de reserva acordado entre las partes. En caso de que en la previsión de operación semanal se detectara riesgo de no abastecer la demanda, tanto en condiciones normales como por simulación de fallas aleatorias, el precio realmente pagado por la energía podría ser superior. En este caso, existiría una remuneración especial por riesgo de falla, cuyo valor depende de la magnitud de la energía que se espera no suministrar.

Dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales a todos aquellos que demandan en el mercado spot faltantes de contratos (ya sean generadores cuya generación propia no cubre la totalidad de sus ventas por contrato o grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado), y autogeneradores que no cubren su demanda propia. Los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema, que refleja su contribución a las pérdidas en la red de transporte. Estos compran la energía a un *precio estacional*, calculado por CAMMESA para tres tramos horarios (valle, punta y horas restantes) como el costo esperado de abastecer la demanda en el siguiente semestre, incluyendo los sobrecostos por restricciones técnicas. Los probables desvíos entre la operación (precios realmente pagados a los oferentes), y las previsiones trimestrales (precios cobrados a los distribuidores) obliga a mantener saldos mínimos en el Fondo de Estabilización para asegurar el pago normal a los oferentes. Los saldos por encima de este valor mínimo acumulados durante un año, cuando se producen, se devuelven a los distribuidores en el trimestre siguiente mediante la definición de un precio trimestral menor al que surge de la programación de la operación para ese trimestre. Cuando el saldo del fondo no cubre el valor mínimo establecido, el precio estacional se fija por encima del resultante en la operación programada.

En el mercado spot, los compradores también pagan por la potencia realmente demandada en ese mercado durante cada hora fuera de valle en día hábil. Las sumas recaudadas por este concepto deben compensar el pago efectuado a los generadores por las ventas de potencia operada no destinada al abastecimiento de contratos. Sin embargo, la remuneración a los generadores por la potencia ofertada incluye también otros conceptos asociados a la confiabilidad del abastecimiento. Los generadores cobran por la reserva rotante y la reserva fría del sistema y por mantener instalada potencia térmica de base para asegurar el abastecimiento en años hidrológicamente magros. Esta reserva aportada por los generadores sirve de respaldo a todos los consumidores y distribuidores, cualquiera sea su modalidad de vinculación en el MEM (mercado spot o mercado a término). Dado que los requerimientos de reserva se prevén en función de la potencia máxima que los consumidores y distribuidores prevén demandar, todos pagan un monto por reserva de potencia calculado en función de la carga máxima esperada, a menos que la demanda real resulte superior a la esperada. Asimismo, todos los consumidores y distribuidores deben pagar por otros servicios asociados a la potencia como: la regulación de frecuencia, los costos asociados al arranque y parada de máquinas, el sobrecosto de las máquinas de operación forzada, el sobrecosto de mantener operando máquinas Turvovapor en base cuando son requeridas sólo en la punta del diagrama, y los impuestos que gravan las transferencias de combustibles, no incluidos en los costos variables de producción⁵².

Distribuidores y generadores eléctricos pagan por el uso de las redes de transporte, en concepto de potencia y energía transportada, por la capacidad de transporte puesta a disposición, y un derecho de conexión a la red. Los costos de transporte para cada agente dependen de su forma de vinculación a la red pública. En el caso extremo de un gran usuario conectado a la red de distribución, debe acumular los pagos al transportista de la red de alta tensión, al transportista regional y el peaje al distribuidor por el uso de sus instalaciones.

La operación en tiempo real se realiza con independencia de los

⁵² *Ibidem, op.cit.*, p.13.

contratos a término firmados por los generadores, sobrentendiéndose que todo apartamiento entre los volúmenes contratados, y la operación real serán canalizados por el mercado spot.

Finalmente, todos los agentes del MEM pagan costos administrativos por intervenir en el mercado, en función de su participación en el total de operaciones registradas en el MEM, suma que es destinada a solventar los gastos del organismo encargado del despacho⁵³.

Fondo de estabilización

El equilibrio financiero de las cuentas del MEM no está garantizado, dado que el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real a los generadores y transportistas. Para atender eventuales desequilibrios financieros se ha creado un Fondo de Estabilización, administrado por CAMMESA, al cual se asigna la diferencia entre los montos pagados por los compradores y las sumas percibidas por generadores y transportistas⁵⁴. Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizados a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basados en la existencia de este fondo de depósito transitorio. En la medida en que la operación real no difiera significativamente de la prevista por CAMMESA, este fondo debería permanecer equilibrado y no podrá ser utilizado para compensar incumplimientos de pagos.

Las empresas generadoras estatales, excepto la generación nuclear, tienen un régimen transitorio hasta su privatización, que sólo las habilita para recuperar sus costos operativos y de mantenimiento. Las diferencias entre las sumas que le hubiera correspondido facturar a las generadoras

⁵³CAMMESA (1997), *op.cit.*

⁵⁴Hasson, G. (1995), *op.cit.*, p.6.

nacionales, de acuerdo con los precios vigentes en el mercado spot, y lo que efectivamente percibieron se integran a un Fondo Específico (Fondo Unificado), destinado a atender el servicio de la deuda y las inversiones en aquellas obras cuya construcción estaba iniciada al momento de la reforma.

A los generadores binacionales se los remunera de acuerdo con lo que fijan los respectivos convenios. La diferencia entre lo que le hubiera correspondido cobrar y el pago efectivamente realizado también se integra al Fondo Unificado⁵⁵. En este caso, sin embargo, puede tratarse tanto de un crédito como de un débito, dependiendo de la relación que exista en cada momento entre el precio spot y el fijado en el Convenio⁵⁶.

6.2 *El rol del gas y la tecnología en el éxito de la reforma*

El renovado rol del gas natural dentro de los sistemas energéticos, especialmente a partir de los desarrollos tecnológicos en los equipos de generación eléctrica, ha posibilitado una dinámica muy intensa en las estrategias empresariales en el seno de la industria eléctrica, particularmente a partir del proceso de reformas impulsadas en este sector.

El gas, que en el pasado resultó ser un recurso poco utilizado, en la presente década comienza a valorarse. Los yacimientos de gas libre comienzan a tener una importancia estratégica, y el gas asociado se reinyecta o se comercializa en la medida en que existen sistemas de captación.

A partir de la reforma de la industria eléctrica, los inversores privados mostraron claramente su preferencia por el uso del gas natural en la generación debido a la aparición de tecnologías de alta eficiencia en la generación con turbinas de gas y de ciclo combinado, en relación a la generación térmica convencional. Las nuevas centrales térmicas detentan, desde el punto de vista operativo, ventajas importantes respecto de las centrales térmicas existentes. Inicialmente, esta ventaja residía en la

⁵⁵Este fondo está previsto en el artículo 37 de la ley 24065.

⁵⁶Hasson, G. (1995), *op. cit.*, p.6.

disponibilidad de gas natural a menor costo y sin restricciones estacionales, antes que en una eficiencia térmica sensiblemente mayor que la de las centrales existentes. El consumo específico promedio de las centrales incorporadas a partir de 1995 era alrededor de 2600 Kcal/Kwh que, si bien es relativamente bajo considerando que se trata de centrales turbogás de ciclo abierto, supera el consumo de muchas centrales turbo vapor a las cuales desplazaban en la operación. A partir de 1996 se observa una mejora sustancial en los rendimientos por ciclos combinados cuyo consumo específico es declarado en 1600 Kcal/kwh.

Al respecto pueden observarse tres estrategias diferentes. En primer lugar, las propias empresas petroleras instalan las centrales cerca de los yacimientos quemando gas natural cautivo que de otra manera hubiera sido venteadado. En segundo lugar, el ahorro de los costos de transporte del gas indujo a inversores independientes a instalar centrales TG de ciclo abierto de alta eficiencia en las zonas gasífera, que resultan competitivas frente a las centrales existentes en los centros de carga del sistema. En tercer lugar, los transportistas y distribuidores de gas interesados en mejorar el factor de utilización de los gasoductos, propician la instalación de centrales TG de ciclo combinado en el centro de carga del sistema, beneficiándose con un precio promocional del gas durante nueve meses al año⁵⁷. Con respecto a este último punto, es necesario mencionar que en la actualidad se observa un mayor interés por parte de los generadores ubicados en los grandes centros de consumo por mejorar su competitividad frente a los nuevos generadores. La clave para ello es mejorar su eficiencia térmica y lograr un abastecimiento de gas a precio competitivo, contando con la ventaja de no tener limitaciones por la configuración de la red de transporte y menores costos de transmisión. Más del 50% de la potencia térmica instalada en los últimos 2 años corresponde a centrales a gas de ciclo combinado instaladas en el área metropolitana. Este proceso de expansión de la capacidad instalada en el área metropolitana parece estar lejos de haberse desalentado por los bajos precios del mercado spot. Varios operadores ya han contratado la provisión de nuevas unidades de ciclo combinado, con un módulo cercano

⁵⁷Hasson, G. (1995), *op. cit.*, p. 10.

a los 700Mw de cada uno y una eficiencia declarada por los fabricantes superior al 56%.

Las primeras inversiones privadas se concentraron en el área del Comahue tratando de aprovechar al máximo la disponibilidad y bajo costo del gas natural en esa región. La concreción confirma la existencia de ciertos *nichos rentables* a pesar de la baja en los precios de la electricidad⁵⁸. Como ya se mencionó, la conveniencia de este tipo de inversiones está fuertemente asociada a la disponibilidad de gas natural a bajo precio, lo cual ha inducido hasta el momento a una fuerte concentración geográfica de la oferta en zonas con abundante recurso gasífero.

Evidentemente los inversores privados han percibido con claridad esta ventaja comparativa en el negocio eléctrico, tal que el 71% de la capacidad adicionada hasta 1995 por las nuevas centrales térmicas se encuentra instalada en el Comahue. De ellas, casi la mitad son centrales a boca de pozo construida por empresas petroleras con el objeto de utilizar gas natural venteado. Sin embargo, el incremento de la oferta en el Comahue, tanto térmico como hidráulico puso en evidencia el desajuste del sistema de transporte, poniendo en peligro la calidad del negocio de algunos operadores hidráulicos de la zona. En este sentido, los transportistas sostienen desde hace tiempo que el sistema de transporte se encuentra saturado en varios puntos y que frecuentemente el despacho económico determina una operación en el límite de la estabilidad del sistema. Como ya se ha mencionado anteriormente este es uno de los problemas que enfrenta el sector, ya que los transportistas por sí mismos no pueden decidir la ampliación de las redes de transporte. La complejidad de los mecanismos establecidos para la ampliación de la red de transporte y las discrepancias de intereses entre los propios generadores de la zona ha postergado la incorporación de la cuarta línea en el corredor Comahue-Buenos Aires.

Como puede observarse, el desarrollo reciente de la industria eléctrica en Argentina se ha configurado alrededor del gas, transformando al sector en altamente dependiente de este recurso tanto en lo que se refiere

⁵⁸ *Ibidem., op. cit., p. 11.*

a su disponibilidad como a su precio. Por lo tanto, en la actualidad se está verificando una mayor dependencia de la industria eléctrica respecto de la petrolera, que es en la actualidad quien domina el mercado del gas natural. De este modo, algunos inversores privados han tomado posiciones estratégicas, no sólo en las diferentes etapas de la cadena eléctrica, sino sobre el conjunto de las actividades energéticas, a través de la participación accionaria en los consorcios adquirentes. En este sentido, algunos grupos económicos han logrado tener una presencia simultánea y significativa en el *upstream* y *downstream* petrolero, en la producción, transporte y distribución de gas natural y en las tres etapas de la cadena eléctrica. Aunque esta participación no es dominante, permite y facilita la articulación de los negocios. Esta articulación es particularmente importante en lo que se refiere a la electricidad y el gas natural, ya que la industria eléctrica para mejorar su posición competitiva necesita aprovisionarse de gas a bajo costo.

En este sentido, es necesario mencionar que este fenómeno de reintegración de las cadenas energéticas (petróleo-gas-electricidad), también se verifica en los mercados energéticos europeos, tal que en la actualidad la estrategia de estos actores se vincula con la creación de *empresas multinacionales y multienergéticas*. Tal es el caso de *Enron* que produce petróleo, gas y electricidad. La ambición de estas empresas es la formulación de "*Compañías Energéticas Mundiales*". Las grandes corporaciones consiguen situarse en diferentes partes de las cadenas energéticas, apropiándose de determinados "*nichos estratégicos*". Esto constituye los nuevos espacios de competencia⁵⁹.

En Argentina, y en algunos foros especializados se está discutiendo la conveniencia de establecer disposiciones regulatorias, de forma de promover *joint ventures* o contratos de más largo plazo dentro del subsector eléctrico y entre los actores de ese ámbito con los de la industria del gas. El principal argumento teórico reposa en la mayor eficiencia de los sistemas integrados dentro de un horizonte de largo plazo⁶⁰.

⁵⁹ Chevalier, Jean-Marie (1997), "La stratégie de acteurs. La montée des arbitrages interénergétiques", *Economies et Sociétés*, N° 5-6, p.295-311.

⁶⁰ Ver por ejemplo, Badaracco, E. P., *Propuesta de complementos al marco regulatorio del sector eléctrico argentino*, trabajo presentado al Primer Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad, abril, 1997.

Esta discusión entre quienes ponderan las ventajas de la competencia oportunista de corto plazo y los que sostienen argumentos del tipo anterior, es sin duda muy relevante para la reorganización de los sistemas eléctricos, pero, sin embargo, en ella deberían incluirse otras consideraciones. Estas se refieren por ejemplo al estudio de las consecuencias ambientales que significa tener un parque generador eminentemente térmico, así como las posibilidades reales de abastecimiento de gas en el largo plazo.

Del análisis de las emisiones de CO₂ en los últimos 25 años, surge con claridad que los cambios en la estructura de generación eléctrica fueron esenciales para morigerar el crecimiento de las emisiones totales. De haberse mantenido las emisiones específicas de 1970 en las centrales eléctricas, las emisiones totales de CO₂ en 1995 hubieran sido un 30% superior de las registradas en aquel año. En el nuevo contexto regulatorio de la industria eléctrica pareciera difícil mantener en el futuro los índices actuales de emisión, en la medida que la generación térmica tienda a recuperar la participación que tuvo a principios de los setenta en la generación total, aún cuando se recurra a centrales de alta eficiencia alimentadas con gas natural. Las perspectivas, desde el punto de vista de las emisiones de CO₂ son aún menos promisorias si a la alta tasa de crecimiento del consumo interno de electricidad hubiera que agregarle los proyectos de exportación a otros países de la región⁶¹. Por lo tanto, la elección excluyente del gas natural para la producción de electricidad podría generar algunos problemas en el futuro, tanto por su presión sobre el mercado de un recurso no renovable, como por sus efectos sobre el medio ambiente.

Estas son cuestiones que trascienden la esfera de la industria como negocio, y que implican el análisis de las posibilidades de sustentabilidad de este esquema organizacional en el largo plazo.

6.3 Estado actual de la reforma

El nuevo régimen de funcionamiento del MEM, entró en vigencia

⁶¹ PNUD-SECYT (1997), *op. cit.*, p.58.

en agosto de 1991, pero desde su creación efectiva en 1992, el número de agentes en el mercado mayorista ha sido creciente, tal como lo muestra el siguiente cuadro que refleja la evolución del número de agentes en el mercado mayorista a partir de 1992, y la situación vigente al 31/12/98, tanto para el SADI (MEM) como para el sistema Patagónico (MEMSP).

Cuadro 1: Cantidad de Agentes en el Mercado Mayorista al 31/12/98

	Dic. 1992	Dic. 1998
Generadores	13	44
Autogeneradores y Cogeneradores		15
Transportistas	5	30
Distribuidores	21	31
Grandes Usuarios		1894
Comercializadores		1
Total	39	2015

Fuente: Elaboración propia en base a información suministrada por CAMMESSA.

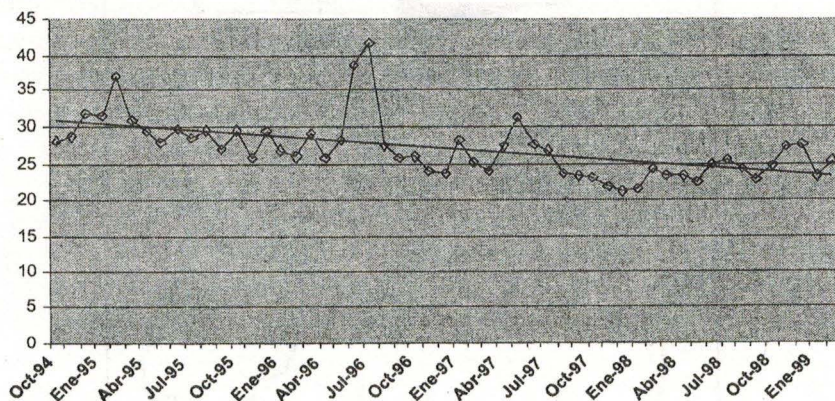
En general existe entre los agentes del mercado eléctrico mayorista una percepción generalizada acerca de que el desempeño técnico y económico del sistema ha mejorado a partir de 1993, tal que se ha registrado: una importante reducción de los precios de la electricidad en el MEM, un incremento en la disponibilidad de nuevas unidades térmicas con mejoras tecnológicas, una notable reducción de los tiempos de falla en las redes de transporte, y una disminución de las pérdidas en redes.

A partir de 1993 se registra una sustantiva reducción en los precios. Entre las causas más importantes se encuentran las siguientes cuestiones: en principio se registró una mayor generación hidroeléctrica debido al aumento de los aportes hidráulicos, en segundo lugar comenzaron a entrar nuevas centrales hidroeléctricas cuya conclusión quedó en manos del Estado (Piedra del Aguila, y Yacyretá), y en tercer lugar la industria eléctrica se

encontró con una mayor disponibilidad de unidades térmicas, particularmente nuevas centrales TG de bajo costo del combustible. En los tres primeros años después de la reforma, las inversiones en generación evidenciaron un alto dinamismo. Tal es así que se instalaron alrededor de 3400Mw efectivos, representando 1/3 de la carga máxima registrada en 1995, elevando la reserva al 57% de la demanda máxima de potencia. Justamente, la entrada en servicio de estas centrales hidroeléctricas produjo una importante disminución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista spot, que en principio debería haber desalentado a los inversores privados. Sin embargo estas proyecciones no se cumplieron, y en un contexto de precios decrecientes se pusieron en funcionamiento 1300Mw en centrales térmicas, que gozaban desde el punto de vista operativo, de importantes ventajas comparadas a las centrales térmicas existentes.

La evolución seguida por el precio spot, y su tendencia en estos años, se muestra en el siguiente gráfico:

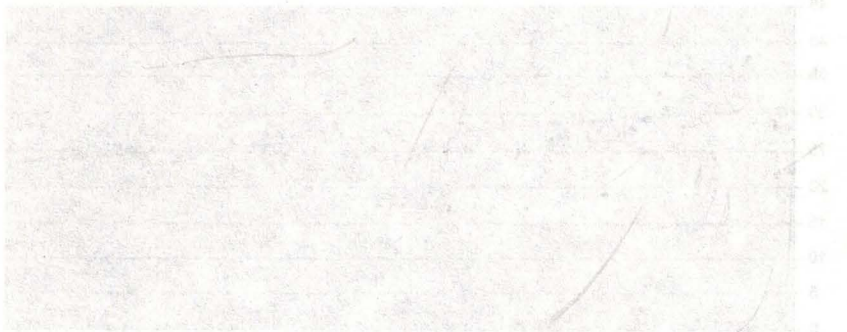
Gráfico 2: Evolución del precio spot en el MEM



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

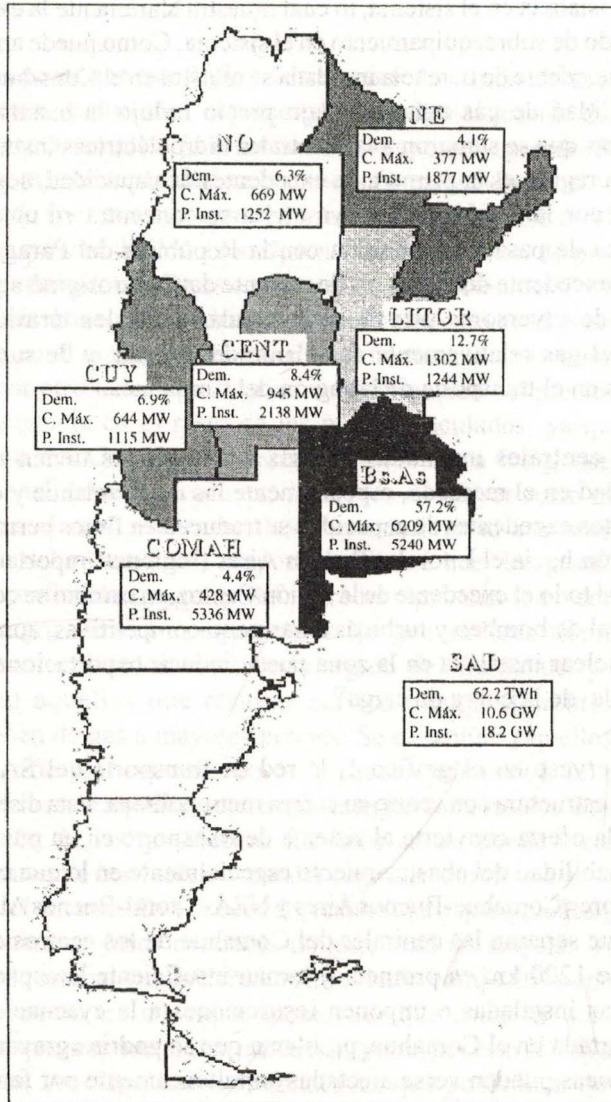
Tal como se observa en el gráfico, la tendencia de los precios monómicos en el mercado spot, muestra una clara tendencia hacia la baja, salvo la situación excepcional que se registró durante el invierno de 1996.

No obstante, debe aclararse que el precios de la energía pareciera haber alcanzado un piso del orden de U\$S13 por MWh, ya que por debajo de ese precios no se cubrirían los costos operativos de las centrales térmicas. De hecho, la operación durante los primeros meses de 1998 refleja un ligero incremento en los precios de la energía, afectado por bajos aportes hidroeléctricos en la región del Comahue⁶². A fines de 1998, en lo que respecta a la oferta por tipo de tecnología, el 46% de la potencia total instalada en el SADI correspondía a centrales hidroeléctricas, en tanto las centrales térmicas aportaban el 49% y las nucleares el 5% restante. En el período comprendido entre los años 1994-98 la potencia instalada en centrales térmicas se incrementó en un 30%, mientras que la oferta hidroeléctrica aumentó en un 19%. El siguiente gráfico muestra la distribución espacial de la demanda eléctrica en el SADI, tal que se encuentra repartida en siete regiones eléctricas, si bien el 85% de la misma se concentra en la franja central del país. En este sentido, el 44% de la demanda neta total se registró en el área metropolitana, que junto con el resto de la provincia de Buenos Aires concentra el 57% de la demanda de electricidad del SADI.



⁶² IDEE/FB (1998), *op. cit.*, p.18.

Gráfico 3: Distribución espacial de la demanda y oferta en el SADI



Fuente: Implications of Electric Power Sector Restructuring on Climate Change Mitigation, Economics of GHG Limitations, UNEP/GEF Project.

En lo que se refiere a la oferta de electricidad, y tal como se observa en el gráfico la carga máxima registrada en 1997 representó sólo 58% de la potencia instalada en el sistema, lo cual muestra claramente la existencia de cierto grado de sobreequipamiento en el sistema. Como puede apreciarse el máximo excedente de potencia instalada se registra en el Comahue, donde la disponibilidad de gas natural a bajo precio indujo la instalación de centrales a gas que se sumaron a las centrales hidroeléctricas instaladas en la zona. Esta región es la primera en excedentes de capacidad, seguida en importancia por la región NEA cuya oferta se concentra en una central hidroeléctrica de pasada compartida con la República del Paraguay. Sin embargo el excedente del NOA, es de reciente data y se originó a partir de la decisión de inversores privados de instalar centrales térmicas para aprovechar el gas relativamente abundante de la zona, y de superar las restricciones en el transporte de la región del Comahue.

Las centrales instaladas en esas tres regiones tienen una alta competitividad en el mercado, especialmente las del Comahue y el NEA. Por tanto, estos excedentes de capacidad se traducen en flujos permanentes de exportación hacia el Litoral y Buenos Aires (regiones importadoras de energía). Casi todo el excedente de la región Centro, en cambio se concentra en una central de bombeo y turbinas a gas poco competitivas, aún cuando la central nuclear instalada en la zona puede inducir exportaciones en las horas de valle de la curva de carga⁶³.

Obsérvese en el gráfico 1, la red de transporte del SADI, que presenta una estructura con centro en el área metropolitana. Esta distribución espacial de la oferta convierte al sistema de transporte en un punto clave para la confiabilidad del abastecimiento especialmente en lo que se refiere a los Corredores Comahue-Buenos Aires y NEA-Litoral-Buenos Aires. Las distancias que separan las centrales del Comahue de los centros de carga (alrededor de 1200 km en promedio) tornan insuficiente la capacidad de las tres líneas instaladas e imponen restricciones a la evacuación de la potencia ofertada en el Comahue, problema que se podría agravar, ya que dos de las líneas pueden verse afectadas simultáneamente por fenómenos

⁶³IDEE/FB (1998), *op.cit.*, p.19.

climatológicos. Se espera que las restricciones de transporte en este corredor se solucionen con la entrada en servicio de la cuarta terna actualmente en construcción.

A pesar que este déficit de transporte ha tenido cierta permanencia en los últimos cuatro años, el proceso hasta arribar al acuerdo de los usuarios de la red para la ampliación insumió más tiempo del esperado. Sin embargo, cuando la mayor capacidad en las líneas Comahue-Buenos Aires se haya efectivizado (por consiguiente el correspondiente cambio en el despacho), se conseguirá una disminución de los casos de sanción de precios locales en áreas exportadoras. De esta manera, la vinculación del Comahue con el Sistema Interconectado podría implicar un aumento en el precio medio de la energía en el nodo, debido a la menor frecuencia de sanción de precios locales; por otro lado, significaría una disminución del precio mercado, y en consecuencia en el resto de los nodos vinculados, ya que la mayor generación del Comahue, sacaría del mercado a los generadores que "marginaban" (los generadores vinculados de mayor costo marginal que establecían el precio de mercado), con anterioridad a la ampliación. La expansión del sistema de transporte implicará que los grandes usuarios resulten beneficiados, ya que podrán acceder rápidamente a menores precios. Sin embargo, se verán perjudicados los generadores térmicos que se encuentran localizados fuera de la región del Comahue, y con mayor intensidad aquéllos que resulten ser los menos eficientes, o que se aprovisionen de gas a mayores precios. Se exceptúan aquellos que tienen una ubicación particular dentro de la cadena productiva del gas natural, como es el caso de aquellos actores que integran los consorcios que controlan la operación de los gasoductos. En estos casos, puede incluso resultar estratégicamente conveniente instalar centrales térmicas a gas en el centro de carga del sistema. En este sentido, resulta claro que aquéllos generadores que negocien mejores contratos de gas, tendrán amplias ventajas con respecto al resto ya que mejorarán su posición competitiva en el mercado. A este respecto, es necesario mencionar que estos no son los únicos problemas que presenta el sistema de transporte, por esto se han de introducir cambios en las disposiciones regulatorias que posibilitan que el Estado Nacional o los Estados provinciales, puedan tomar la iniciativa en propiciar ciertas ampliaciones del sistema de transporte, evadiéndose así parcialmente

del complejo sistema establecido previamente con relación a dichas expansiones.

Por otro lado, los excedentes de potencia en el NEA serán aún mayores en los próximos años cuando finalicen las obras complementarias de la central de Yacyretá y la operación de la central se ajuste a la cota de diseño. En estas condiciones, la potencia instalada de la central alcanzaría los 3100 MW, es decir 1400 Mw más que los contabilizados en el gráfico para fines de 1997. Las dos líneas existentes no asegurarían colocar este excedente en el mercado, especialmente porque una de ellas es compartida con la otra central hidroeléctrica binacional, que destina al mercado argentino 945 Mw. En este caso, los mecanismos previstos en la regulación para la ampliación de la red de transporte requieren que la iniciativa sea tomada por el operador de la central, ya que sería el principal usuario. Actualmente, se ha analizado la posibilidad de cerrar un anillo en el norte, interconectando NEA y NOA. La capacidad de evacuación de potencia del NEA por esta línea dependerá de la competitividad de las centrales del NOA y especialmente de la disponibilidad de gas natural en la zona.

6.4 Las inversiones como instrumento de competencia

En general, la competencia en los mercados eléctricos presentan dos aristas diferentes, por un lado la competencia entre los generadores para incrementar su competitividad en el despacho y por otro la competencia entre generadores y distribuidores por el suministro a los Grandes Usuarios en el mercado a término, la cual depende de la apertura de las redes de distribución al acceso de terceros a la red.

A partir de 1995 comenzó a expresarse una mayor competencia entre los generadores no sólo por la captación de clientes en el mercado a término, sino en la realización de inversiones que mejoren su competitividad. Esta ampliación de la capacidad de generación está impulsando una mayor competencia entre generadores propugnando nuevas inversiones, que llamativamente se dan en un contexto de baja de los precios en el mercado eléctrico, sostenida por un cierto sobreequipamiento que realimentan los

propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad⁶⁴.

Se ha observado en principio un corrimiento de nuevas inversiones hacia el Noroeste Argentino (NOA), especialmente hacia la Provincia de Tucumán donde existe también disponibilidad de gas natural a bajo precio durante todo el año, y menores restricciones de la red de transporte eléctrico. En segundo lugar, y tal como ya se ha mencionado anteriormente, aún en un contexto de precios decrecientes, la estrategia de los inversores privados radica en reintegrar las cadenas energéticas (petróleo/gas /electricidad), y localizarse cerca de los centros de consumo, en las puertas de las ciudades. La clave para ello es mejorar su eficiencia térmica y lograr un abastecimiento de gas a precio competitivo, contando con la ventaja de no tener limitaciones por la configuración de la red de transporte y menores costos de transmisión.

Bajo este escenario, la estrategia de supervivencia de los generadores apunta al desarrollo de los mercados eléctricos en el Mercosur, tratando de ampliar las fronteras de su mercado a través de las exportaciones de electricidad a los países vecinos. De los sistemas circundantes, es sin dudas el brasileño el que ofrece las mayores oportunidades, debido a su tamaño (el sistema Centro-Sudeste de Brasil tiene una demanda que equivale a 3.5 veces la del SADI argentino).

La interconexión de los sistemas eléctricos en la región redundará en una serie de ventajas operativas que impactarán con distinta intensidad sobre la economicidad de la operación del parque de generación previsto por los respectivos países. En ese sentido, la interconexión afectará las condiciones de abastecimiento de potencia, especialmente en lo que se refiere a la calidad del servicio prestado y a la necesidad de reserva, debido al incremento de la escala, a la ayuda mutua en situaciones de emergencia y a la diversidad de cargas horarias (menor carga máxima simultánea)⁶⁵. La complementación eléctrica permitirá la utilización de energía secundaria

⁶⁴Ver IDEE, *Proyecto ARG/95/G31*. Informe Parcial Nro 3, enero 1997, p.34/36.

⁶⁵Es poco probable que las cargas máximas anuales se registren exactamente en el mismo día, y es más razonable suponer que cuando un país registra su carga máxima anual simultáneamente los restantes países afrontarán cargas típicas del mes correspondiente.

hidráulica desaprovechada (que de otra forma no tendría otra forma donde comercializarse), la regulación hidráulica y la compensación térmica conjunta.

Entre las principales ventajas de la interconexión eléctrica en el Mercosur se encuentran: la diversidad de formas de generación (hidráulica/térmica), la gran participación hidráulica en la oferta eléctrica que permite la complementación hidroenergética de la región, y la importante contribución térmica provista por Argentina.

Dado que el abastecimiento eléctrico no puede estar sujeto a variaciones aleatorias significativas, la confiabilidad del suministro debe estar asegurada con modalidades diferentes según que la generación sea preponderantemente térmica o hidráulica. Si el sistema es térmico, las disminuciones o incrementos de energía hidráulica pueden ser compensados mediante una mayor o menor generación térmica, respectivamente. Ello posibilita el aprovechamiento tanto de las energías de años ricos, como las de años magros, las que, al promediarse, conducen a la consideración de la energía hidroeléctrica media en el dimensionamiento de las centrales. La energía hidráulica, aún la secundaria puede ser valorada, en este caso, por el costo del combustible que sustituye y por el ahorro de un recurso no renovable⁶⁶.

La composición predominantemente hidroeléctrica del equipamiento brasileño (casi el 95%), implica que cualquier opción de abastecimiento alternativo sea muy caro ya que en la actualidad los inversores prefieren operaciones de bajo riesgo, con rápida maduración de los capitales invertidos. La experiencia indica que los actores privados prefieren reducir la inversión inicial, aún a costa de mayores costos operativos, si esto disminuye el riesgo en el largo plazo.

Históricamente el desarrollo hidroeléctrico de Brasil estuvo

⁶⁶Bouielle, D., Hasson, G. y Pistonesi, H. (1994), *Estudio prospectivo de la demanda de energía eléctrica en el Mercosur, Estudios Argentinos para la Integración del Mercosur*, Centro de Economía Internacional, Buenos Aires, p.193.

direccionado por la política estatal, sin embargo su economía en general, y el sector energético en particular atraviesan una etapa de profundos y radicales cambios. En este sentido, en el Estado no existe predisposición de hundir grandes capitales en el sector eléctrico, tal como son los demandados por las obras hidroeléctricas. Sin embargo la demanda aumenta, a medida que se incrementa la vulnerabilidad de la punta por lo tanto será necesario contar con mayor respaldo térmico de potencia que puede ser provisto por Argentina.

Para Argentina, la posibilidad de la exportación significa la salida al sobreequipamiento y la caída de precios, mientras que para Brasil la interconexión implica respaldo térmico y definición de criterios de seguridad en el abastecimiento frente a una falla de aportes hidráulicos. En este sentido, la generación hidroeléctrica real puede variar sensiblemente de un año a otro en función de las condiciones hidrológicas, pudiendo las diferencias ser compensadas con generación térmica que actuaría como "pulmón", del sistema.

Las reformas institucionales y regulatorias del sistema eléctrico brasileño han favorecido la realización de acuerdos entre agentes de ambos países que, sin embargo, deben superar los escollos que oponen las diferencias de frecuencia de ambos sistemas y la inexistencia de líneas de interconexión con capacidad de transporte suficiente. A pesar de ello ya se han firmado contratos para la exportación de 1000MW de potencia firme, que podría ampliarse en el futuro a 2000MW. En la medida que los precios contratados cubran la amortización de las inversiones en el vínculo internacional de transporte, la operación mejora la ecuación económica del exportador, que sigue habilitado para ofertar su energía en el mercado spot argentino cuando el contratante no convoque las unidades contratadas. El resto de los generadores argentinos se vería también favorecido por el incremento de precios que provocaría la demanda efectiva del comprador brasileño⁶⁷.

Sin embargo, debe señalarse que cuando se evalúan los potenciales

⁶⁷IDEE/FB (1998), *op. cit.*

beneficios de la complementación eléctrica también deben considerarse los posibles cambios que producirían en el funcionamiento de los sistemas eléctricos de los países involucrados. En este sentido, la existencia del vínculo físico entre ambos sistemas habilitaría operaciones de importación de eventuales excedentes hidroeléctricos brasileños. Los excedentes de energía hidráulica secundaria, que constituyen uno de los beneficios más importantes de la interconexión necesariamente deberán ser canalizados a través del mercado eléctrico mayorista "spot", por su carácter de eventuales (no garantizados). La consecuencia inmediata es que se reduzcan la amplitud en las oscilaciones del precio de la electricidad, despuntando los picos por falta de aportes hidroeléctricos y/o riesgo de falla en el suministro. Esto evidentemente reducirá el precio medio pagado a los generadores y reducirá los costos de los distribuidores y grandes consumidores que operen en este mercado. El precio spot argentino bajaría en una magnitud que dependerá del volumen importado, afectando a todos los oferentes que comercialicen su producción a través del mercado spot. Evidentemente esto disminuye el riesgo de todos los actores que participan en este mercado y, dado que tiende a reducir el precio medio, favorecerá claramente a los compradores: distribuidores y grandes usuarios. Por lo tanto, cabe esperar que ambos se conviertan en propulsores y defensores de la interconexión y de los intercambios eventuales.

En este aspecto, los intereses de los generadores se oponen a los de los distribuidores (maximización del precio mayorista vs minimización). El generador hidráulico al tender a maximizar su beneficio, y por lo tanto sus ingresos ya que sus costos son prácticamente fijos, estará dispuesto a aprovechar energía secundaria en la medida que su impacto sobre los costos térmicos no reduzca sus ingresos totales esperados en el largo plazo. De esta forma el principio de máxima utilización de los recursos hidráulicos puede ser severamente cuestionado, dependiendo del impacto que el aprovechamiento tenga sobre el conjunto del mercado mayorista ⁶⁸.

La frecuencia de estos ciclos de alzas y bajas en el mercado spot, así como su amplitud, dependerá fundamentalmente de la situación futura

⁶⁸Bouielle, D., Hasson, G., Pistonesi, H. (1994), *op. cit.*, p.137.

del sistema brasileño y de la capacidad de transporte del vínculo internacional, que sólo puede iniciarse si existen contratos precordados entre las partes que requieran una ampliación de la capacidad existente. Pero una vez que se encuentra en operación, el acceso a la capacidad remanente después de cumplimentados los contratos es libre a todos los agentes que quieran propiciar una operación spot.

Por último, una consecuencia adicional sobre las características que asumiría el mercado spot argentino a partir de la comercialización de la energía secundaria importada, sería incrementar las fluctuaciones de la generación térmica argentina, que quedarían asociadas a la disponibilidad de agua en Brasil. Esta situación repercutiría sobre el mercado de combustibles, tal que⁶⁹:

(i) si aumentan los costos de operación del generador térmico, se vería obligado a pagar por un combustible no utilizado, no pudiendo recuperar estos mayores costos por reducción simultánea de la electricidad vendida y del precio medio de comercialización en el mercado mayorista eléctrico "spot". En cuyo caso los proveedores de combustible se apropiarían de una parte de los beneficios de la interconexión en desmedro de los generadores térmicos.

(ii) falta de garantía en la provisión de combustible al generador térmico cuando deba incrementar su generación por falta de excedentes hidráulicos, que podría expresarse tanto a través del desabastecimiento como del incremento en los precios del combustible. En ambos casos se produciría un incremento en los precios de la electricidad en el mercado mayorista, produciendo un perjuicio a los consumidores.

A partir de todas estas consideraciones resulta claro que todos los actores del MEM, podrían verse afectados positiva o negativamente por la comercialización de la energía secundaria en el mercado spot.

Es claro que la exportación de electricidad a Brasil en principio podría resolver el problema del sobreequipamiento y la caída de precios,

⁶⁹*Ibidem*, op. cit., p. 231.

sin embargo la problemática presenta otras aristas que deben ser analizadas convenientemente cuando se analiza la posibilidad del intercambio.

Por lo tanto, puede concluirse que a partir de la reforma que propulsó la partición vertical de la cadena eléctrica, se ha obligado a modificar el criterio tradicional de evaluación por simple minimización de costos, y a contemplar los intereses contrapuestos de los distintos participantes del MEM. Entonces, para evitar perjuicios que pongan en peligro el normal funcionamiento del sistema será necesario estudiar los límites del intercambio que, sin dejar de aprovechar los beneficios de la interconexión, resulten razonables para todos los actores involucrados.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo se han tratado diversos aspectos referidos a la reforma eléctrica en Argentina. A continuación se presentan en forma sintética los aspectos más relevantes de los tópicos considerados:

La reforma eléctrica en Argentina ha implicado la reestructuración de los diferentes mercados de la cadena eléctrica (generación, transmisión y distribución). En este contexto, se promovió la participación del capital privado, mediante un proceso de apertura total, privilegiando la desintegración o segmentación de la industria eléctrica y el libre acceso a las redes de transmisión y distribución.

El nuevo marco regulatorio condujo, en lo institucional, a la máxima partición horizontal y vertical de la industria a fin de impulsar la competencia tanto como sea posible, mecanismo seleccionado para promover la eficiencia en el sector. Del análisis de la reforma eléctrica, se concluye que tanto las empresas distribuidoras como generadoras, han buscado mejorar su competitividad en el mercado y sus ganancias empresarias reduciendo los niveles de pérdidas del sistema. En el caso de los generadores se observa un interés creciente por incrementar la eficiencia energética de las unidades, aprovechando todas las oportunidades que la

tecnología les ofrece para reducir los consumos de combustible en las centrales eléctricas. Esto les permite mejorar su posicionamiento competitivo, en el mercado. Con respecto a los distribuidores, en el momento de otorgarse las concesiones las pérdidas alcanzaban al 27% de la energía inyectada en la red de distribución, sin embargo en cinco años consiguieron revertir esta situación, tal que lograron reducir las pérdidas al 10%. De esta forma, pudieron captar el beneficio de una mayor eficiencia en la distribución eléctrica. Sin embargo, en la actualidad toda reducción adicional de las pérdidas en red, redundará totalmente en su beneficio ya que no están obligadas a trasladarlo a las tarifas.

Los objetivos generales que persiguió la reforma han sido: promover la competitividad de los mercados, alentar las inversiones privadas para el suministro a largo plazo, promover la operación confiable y el libre acceso a los servicios, regular las actividades de transporte y la distribución asegurando tarifas razonables. En lo que se refiere a la competencia, es necesario mencionar que ésta ha adoptado dos alternativas. Por un lado la competencia entre los generadores por incrementar su competitividad en el despacho, y por otro la competencia entre los generadores y distribuidores por el suministro a los Grandes Usuarios. En el primer caso, la competencia depende fundamentalmente de los precios de suministro del gas, y de las condiciones hidrológicas de las centrales más que de la eficiencia térmica de las mismas. En lo que se refiere a la competencia entre generadores y distribuidores, es necesario mencionar que depende casi exclusivamente del principio del libre acceso de terceros a las redes. Sin embargo, inducir la competencia generalizada en el mercado final de la electricidad podría generar un efecto desfavorable entre los consumidores cautivos (residencial, comercial). En este sentido, en un mercado con alta movilidad debido a la flexibilidad otorgada a los grandes usuarios para entrar y salir del MEM, la tarifa de peaje que cobran los distribuidores por el uso de la red, podría no reflejar los verdaderos costos que se le ocasiona por la prestación del servicio. Por tanto, estos podrían compensar eventuales pérdidas en este segmento del mercado, con incrementos tarifarios a sus consumidores cautivos.

Por otro lado, y más allá de los resultados inmediatos producidos por la reforma, el desarrollo presente y futuro del sector se encuentra

fuertemente correlacionado con la posibilidad de suministro de gas a precios y condiciones competitivas. En este sentido, una de las principales conclusiones de este trabajo radica en el reconocimiento de la fuerte presión existente sobre este recurso. Como ya se ha mencionado, a partir de la reforma los inversores privados mostraron claramente su preferencia por el uso del gas natural en la generación eléctrica, utilizando en principio turbinas de gas de ciclo abierto y últimamente optando por ciclos combinados. Sin embargo, la elección excluyente del gas natural para la producción de electricidad, podría generar algunos problemas en el largo plazo, tanto por su presión sobre el mercado de un recurso no renovable, como por sus efectos sobre el medio ambiente.

Del estudio de la reforma eléctrica en Argentina, se obtiene que a pesar del expreso interés por parte de los mentores de la reforma por mantener la segmentación de la industria eléctrica, se observa a partir de las privatizaciones un importante grado de reintegración de las distintas cadenas energéticas (petróleo-gas y electricidad), dado por grupos inversores comunes en diferentes unidades de negocios. Las empresas petroleras y gasíferas han participado activamente en las privatizaciones eléctricas y muestran un gran dinamismo en la promoción de nuevas inversiones en generación. Asimismo, algunos grupos inversores participan simultáneamente en dos y hasta en todos los procesos de la industria eléctrica, produciendo una cierta reintegración vertical.

Los precios internos en el mercado mayorista, tuvieron en los años posteriores a la reforma una disminución significativa, que se trasladó en mayor o menor medida a las tarifas finales. Situación, que paradójicamente se acompañó con un fuerte sobreequipamiento en el sector, que han realimentado los propios generadores en su búsqueda por mejorar su competitividad. En este sentido, la aparición de importantes desarrollos tecnológicos en los equipamientos térmicos (asociado con la posibilidad de abastecimiento de gas a muy bajo costo), condujo a la notable reducción de la incidencia de las economías de escala en los costos de generación, y por tanto ha resultado vital para la formulación de espacios competitivos en tales mercados.

En este contexto de precios decrecientes y sobreinversión, los generadores han apuntado al desarrollo de los mercados eléctricos en el Mercosur, buscando ampliar las fronteras de su mercado a través de las exportaciones de electricidad a los países vecinos. De los sistemas vecinos, es sin dudas el brasileño el que ofrece las mayores oportunidades, debido a su importante demanda potencial. Para Argentina, la posibilidad de la exportación significa la salida al sobreequipamiento y la caída de precios, mientras que para Brasil la interconexión le resuelve el problema de la seguridad de abastecimiento, frente a una falta de aportes hidráulicos.

Por último, uno de los aspectos más cuestionables del marco regulatorio del sector, es el que se refiere a la expansión del transporte. En este sentido, la racionalidad de los actores privados condujo a la concentración de las inversiones en la zona del Comahue, en la cual existe gran disponibilidad de gas a bajo costo. Sin embargo, rápidamente el sistema de transporte mostró su imposibilidad de canalizar toda la potencia instalada en el área. La ampliación de la red de transporte ha sido un obstáculo insoslayable, ya que el marco regulatorio estableció al respecto un complejo mecanismo para lograr la ampliación de la red. Esto se tradujo en: además de una limitante para la evacuación de la energía generada en el Comahue, una nueva localización de las inversiones en zonas donde no existen estas restricciones (NOA), y por tanto, en este aspecto, el marco regulatorio ha mostrado su debilidad para resolver las restricciones del transporte.