
Tema de investigación

**Reforma y estrategias de las empresas
del mercado eléctrico argentino**

Octubre 2000



Autores

<i>Nombre</i>	<i>Grado académico</i>	<i>Teléfono</i>	<i>E-mail</i>
Espinoza, Alejandro	Lic. en Org. Industrial	(0291) 155-737873	<i>espinosa@bb.astra.com.ar</i>
García, Adrián	Ing. Electricista	(0291) 156-488580	<i>adrian.garcia@solvay.com</i>
Larrosa, Juan	Lic. en Economía	(0291) 488-5733	<i>jarrosa@criba.edu.ar</i>
Laya, Pablo	Ing. Electricista	(0291) 156-424667	<i>palaya@hotmail.com</i>
Sosa, Lidia	Contadora P.N.	(0291) 451-0821	<i>lsosa@infovia.com.ar</i>

La presente investigación ha sido desarrollada a fin de cumplimentar los requerimientos del curso de postgrado "Las estrategias de las empresas en un contexto dinámico. El aporte de la economía industrial" dictado por el Dr. Dolio Sfascia y el Lic. (Mg) Raúl Dichiara en el Departamento de Ciencias de la Administración de la Universidad Nacional del Sur entre los meses de agosto y octubre de 2000.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. EL ESTADO DEL SECTOR ELÉCTRICO ANTERIOR A LA REFORMA.....	5
2.1 Antecedentes Institucionales.....	5
2.2 Condiciones económicas y sociales que propiciaron la Reforma.....	6
2.3. Privatizaciones y Reformas en los Mercados de Gas y Petróleo	7
2.3.1 La privatización de las principales cuatro áreas centrales	8
2.3.2 La privatización de las Cuencas Austral y Noroeste.....	8
2.3.3 Federalización de los Hidrocarburos.....	10
2.3.4 La privatización de Gas del Estado	10
2.3.5 La privatización de SEGBA y otras centrales	11
2.3.6 Diagrama de privatizaciones del sector eléctrico	12
2.3.7 Síntesis.....	13
3. REFORMAS INSTITUCIONALES AL SECTOR ELÉCTRICO	14
3.1 La Nueva Organización Institucional.....	14
3.2 Nuevas Autoridades y Entes Reguladores.....	16
3.2.1 Secretaría de Energía.....	16
3.2.2 ENRE.....	17
Calidad de producto técnico.....	17
3.2.3 Entes Reguladores Provinciales.....	18
3.2.4 CAMMESA.....	19
3.3 Agentes del MEM.....	21
a) Generadores.....	21
b) Transportistas.....	22
c) Distribuidores.....	22
d) Grandes Usuarios.....	23
3.4 El Nuevo Marco Regulatorio.....	26
3.4.1 La organización y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista	26
a) Sistema de estabilización trimestral de precios.....	27
b) Mercado a Término	28
a) Mercado spot.....	30
3.4.2 Las actividades reguladas - Generación, Transporte y Distribución	33
4. LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE REFORMA AL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN	38
4.1 El desempeño del mercado mayorista.....	38
4.1.1 La competencia en mercado mayorista.....	39
4.1.2 La reforma y su influencia en la evolución de los precios mayoristas	42
4.1.3 Algunos inconvenientes con la expansión del transporte	45
4.2 Efectos sobre los mercados de distribución.....	46
4.2.1 La evolución de la estructura y el nivel de las tarifas.....	47
4.2.2 La calidad del servicio.....	52

4.3 Propuesta de mejora al esquema regulador	52
4.3.1 El caso del mercado de la reserva fría	53
4.3.2 El caso del mercado <i>spot</i>	55
4.3.3 Propuestas de modificación.....	56
4.4 La autonomía del ente regulador	56
4.4.2 El problema del corte prolongado de EDESUR	57
5. CONCLUSIONES	58
REFERENCIAS	59
Anexo I - Determinación de Factores de Nodo	61
Anexo II - Glosario de términos usados en el despacho económico y los precios	62
Anexo III - Cálculo del costo marginal y precio de mercado	64
Anexo IV - Recaudaciones por energía eléctrica transportada.....	66
Anexo V – Apuntes sobre Mercados disputables y regulación	67
V.1 Condiciones para la existencia de monopolio natural.....	67
V.2 Mercados disputables y regulación.....	67
V.3 La disponibilidad de mercados y regulación	68

TABLAS

Tabla 1. Consumo de gas por tipo de usuario (en billones de m ³)	11
Tabla 2. Esquema temporal de las privatizaciones del sistema eléctrico.....	12
Tabla 3. Condiciones de diseño del ENRE.....	18
Tabla 4. Total de reclamos a las distribuidoras del área Metropolitana	52

GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución temporal de los actores de Generación	21
Gráfico 2. Evolución temporal del número de agentes del Transporte	22
Gráfico 3. Evolución temporal del número de agentes de Distribución	23
Gráfico 4. Evolución de los Grandes Usuarios	24
Gráfico 5. Evolución total y composición de los actores del SADI.....	25
Gráfico 7. Composición de los generadores. Pre y post reforma	40
Gráfico 8. Evolución de los consumos específicos del parque térmico del MEM	41
Gráfico 9. Evolución del precio monómico en el MEM	43
Gráfico 10. Generación por tipo en el MEM.....	43
Gráfico 11. Distribución del número de contratos por rango de precio monómico entre los Grandes Usuarios del MEM.	44
Gráfico 12 Estructura tarifaria en algunas áreas de distribución.....	48
Gráfico 13. Evolución de la tarifa media residencial en el área Gran Buenos Aires	49
Gráfico 14. Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos ..	49
Gráfico 15. Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos ..	50
Gráfico 16. Comparación de tarifas medias industriales en Media Tensión.....	51

ESQUEMAS

Esquema 1. Nueva Organización Institucional del Sistema Eléctrico Argentino	20
Esquema 2. Determinación del precio <i>spot</i> y estacional	31
Esquema 3. Comercialización dentro del MEM	32
Esquema 4. El sistema de transporte y las regiones eléctricas del MEM.....	36

1. INTRODUCCIÓN

El objeto del presente trabajo es señalar la actual situación del sistema eléctrico argentino, indagar en su origen, analizar las reformas, cómo estas afectaron el comportamiento de sus principales actores e indicar tendencias en su evolución futura. El estudio del sector energético argentino requiere un conocimiento integral de cada uno de los factores que lo conforman, para ello hemos recurrido a información de organismos oficiales y de reconocidos especialistas en el tema, los cuales han sido citados a lo largo del texto y en las referencias.

La transformación del sistema eléctrico argentino debe considerarse como un rotundo cambio de concepción sobre el modo de organización del sector. La introducción de la competencia a través de la desintegración vertical y horizontal de la industria en manos del estado requirió formas de regulación distintas a las aplicadas históricamente en nuestro país en el sector. De hecho, las innovaciones aplicadas al diseño institucional del mercado eléctrico tomaron elementos positivos recogidos de las experiencias internacionales (principalmente los casos de Estados Unidos, Chile e Inglaterra) pero no se limitaron a ellas; véase ENRE (1995).

El nuevo ordenamiento económico institucional generado en la década de los noventa incorporó elementos innovadores en la regulación, donde las empresas reguladas son controladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sometiéndolas a penalidades e incentivos sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de la empresa ni en su estructura de costos o metas de inversión.

A lo largo de esta investigación se ha prestado especial atención a entender el comportamiento de la oferta eléctrica. No ha sido analizada la evolución y conducta de la demanda, solo se mencionarán algunos efectos tarifarios de la desregulación sobre la misma. El trabajo continúa con la sección 2, donde se plantean las condiciones de base del sector para luego, en la sección 3 describir el proceso de reforma encarado por las autoridades nacionales así como la descripción de los nuevos actores del mercado y sus respectivos roles. La sección 4 analiza los resultados de la transformación del sector junto con visiones críticas sobre ciertos mecanismos de regulación. Por último, en la sección 5 se incluyen las conclusiones del presente trabajo.

2. EL ESTADO DEL SECTOR ELÉCTRICO ANTERIOR A LA REFORMA

La presente sección describirá las condiciones de base del sector eléctrico previo a la reforma del año 1991 y las condiciones socioeconómicas que motivaron tal reforma.

Primeramente se describen someramente los antecedentes institucionales e históricos del sector y luego se resumen las circunstancias inmediatamente previas al proceso de reforma del sector eléctrico. Como antecedente fundamental de éste debe describirse el esquema de desregulación en los mercados de petróleo y gas.

2.1 Antecedentes Institucionales

El sector eléctrico nacional ha evolucionado en forma paralela al desarrollo económico de la Argentina. Los diferentes estadios de crecimiento del sistema pueden resumirse en el siguiente cuadro:

Periodo	Características salientes
1900-34	Expansión. Inicio de las concesiones en 1886 para cubrir la expansión del sector.

1935-42	Insuficiencia en la expansión – Reclamos sociales. El servicio es precario y se orienta a las zonas populosas. La escasez de oferta y el aumento del consumo induce a cortes del suministro. Quejas sociales ante sobrefacturaciones. Se incorporan equipos de autogeneración para paliar la situación.
1943-48	Estancamiento – Escasez de suministro. Las limitaciones en uso de hidrocarburos condicionan la generación eléctrica de naturaleza térmica. Se restringe así el crecimiento industrial en siderurgia y metalúrgica.
1949-59	Presencia estatal en el interior del país, deterioro en Buenos Aires. Injerencia del gobierno en el sector eléctrico para responder a requerimientos sociales. Estatización de los servicios. Se fomenta el desarrollo del potencial hidráulico.
1960-76	Normalización de servicios, gran intervención del Estado. Se equilibra la oferta hidrotérmica gracias a la concreción de múltiples obras hidráulicas.
1977-87	Inconvenientes de Administración – Tarifado – Cobro. Tarifas erróneas generan crisis financieras en las empresas provocando inadecuada asignación de recursos. Los cargos por potencia no cubrían los costos de expansión
1988-89	Crisis energética – Deterioro Administrativo – Autogeneración. Ineficiencia, gigantismo, burocracia, entre otros, provocan el colapso del sistema energético. Se recurre a cortes programados del servicio y a viejos equipos autogeneradores.
1990	Comienzo de la Transformación. Sanción de la ley 23.696 que estructura la transformación del sector energético.

Fuente: CAMMESA

2.2 Condiciones económicas y sociales que propiciaron la Reforma

Si bien la economía argentina había alcanzado un importante desarrollo industrial hasta mediados de la década del 70, desde entonces y hasta principios de los 90 se produjo una virtual paralización en los sectores productivos con signos evidentes de desindustrialización, desequilibrio comercial y endeudamiento, todo esto dentro de un complejo contexto político y social.

Los rasgos macroeconómicos salientes de este período pueden resumirse en:

- ✓ Inestabilidad económica casi permanente.
- ✓ Inflación creciente con períodos de crisis hiperinflacionarias.
- ✓ Caída del PBI.
- ✓ Caída de la participación industrial en el PBI.
- ✓ Pérdida del capital tecnológico acumulado en los 60' y 70'.

En este marco, el desempeño de las empresas públicas y, en especial las energéticas, registraron un fuerte deterioro. Con estructuras organizacionales desbordadas, esquemas tarifarios en constante desajuste y déficit en permanente aumento, la situación operativa de tales empresas se tornó virtualmente insostenible tras los episodios hiperinflacionarios de 1989.

La amenaza de rebrotes inflacionarios sobre fines de 1990 propició las políticas de ajuste macroeconómico y reestructuración del sector público. De este modo el Plan de Convertibilidad aplicado desde abril de 1991 planteó, entre otras, las siguientes orientaciones:

- ✓ Privatización de las empresas públicas, mediante la venta de activos o la concesión de servicios y retirada total del Estado de las actividades productivas.
- ✓ Desregulación y liberalización de los mercados de bienes y servicios.

La rápida privatización de importantes entes estatales producida entre 1990 y 1993 estabilizó la economía nacional al apuntalar el Plan de Convertibilidad mediante la obtención de fundamental cantidad de recursos financieros. Esta política sirvió además para suavizar conflictos con grupos acreedores internos y externos que aprovecharon la transformación de diversos sectores económicos para generar nuevas estructuras privadas de carácter monopolístico u oligopólico.

A continuación iniciaremos el análisis de las reformas introducidas en el sector de hidrocarburos, el cual representa una de las referencias básicas por ser proveedor de materias primas del sector energético, y para comprender ciertos aspectos y consecuencias de la reforma eléctrica.

2.3. Privatizaciones y Reformas en los Mercados de Gas y Petróleo

Seguidamente se detallan los dos casos principales de desregulación y privatización de los mercados de insumos. Describiremos el caso del petróleo y del gas natural.

El programa de privatización total de YPF, ha sido considerado como una operación de enorme envergadura por los organismos financieros internacionales de primera línea¹. Junto a los programas de privatización del sector eléctrico y del sector gasífero, se fueron configurando una verdadera integración vertical de actividades, entre las distintas cadenas del sector energético, todo ello en contra del argumento “antimonopolístico” que se utilizó para justificar el programa privatizador de empresas públicas del área energética.

Formando parte del Petroplan, se había resuelto una modalidad de asociación que regiría para la explotación de las Áreas Centrales: se trataba de la formación de “*joint ventures*” entre empresas privadas e YPF, en las que la empresa estatal se asociaría manteniendo el control operativo de las áreas con un porcentaje de participación en la sociedad superior al 50%. El aporte de la asociada debería consistir en “capitales de riesgo y tecnología”. Las empresas privadas obtendrían a cambio crudo de libre disponibilidad en el porcentaje que resultase de la asociación.

YPF disponía de 13 áreas centrales en total: estas eran responsables en 1988 del 51,6% de la producción total por administración. Dentro de ellas se hallaban a su vez cuatro de las mayores áreas explotadas en aquel entonces por YPF, las cuales aportaban el 22% del total producido por administración, y son las que fueron parcialmente privatizadas con participación minoritaria de YPF durante 1991: en principio se había definido que cada unidad económica a licitar debería tener como mínimo reservas remanentes superiores al medio millón de m³, por otra parte las reservas originales *in situ* habían sido calculadas en 369,7 millones de petróleo y

¹ Estos comprenden al Banco Mundial, al Banco Europeo de Reconstrucción y Fomento, y en especial a la Corporación Financiera Internacional (CFI), la que en el período 87 al 91, ayudó a empresas de países en desarrollo a la obtención de financiamiento a través de ofertas internacionales de fondos de inversión y valores de sociedades, actividad que cobró impulso a partir de mediados de 1989 con el Grupo de Valores Internacionales (GVI). Este organismo, GVI entre los servicios que prestó en el período que analizamos la privatización de empresas del Estado Argentino, fue la de asociarse a algunos de los bancos de inversión internacionales importantes, para atraer a empresas de los países en desarrollo hacia los mercados de capital internacionales, dedicándose simultáneamente a proporcionar acceso a los mercados de capital internacionales a las empresas de los países en desarrollo a través de la creación de fondos mutuos, que invierten en un gran número de empresas de un país específico. (Fuente: Kumiko Yoshinari, Departamento de Mercados de Capital del CFI; Finanzas y Desarrollo, - publicación trimestral del FMI y del BM, septiembre 1991)

19.392,4 millones de m³ de gas.

En estas áreas se realizaron importantes inversiones tendientes a levantar la producción entre 1987 y 1990. En la actividad de Refinación se postulaba la eliminación de la denominada "Mesa de Crudos" y la libre adquisición del petróleo requerido en el mercado. Esta fase se conoció como la *Desregulación Petrolera*.

A fines de 1992 se concretó la privatización de las áreas de la Cuenca del Noroeste. El Decreto Nro. 1.055 había dispuesto que YPF seleccionase las áreas centrales en las que se asociaría para su explotación por recuperación asistida y que el socio privado fuera elegido por concurso público internacional.

Sin embargo, la concreción de este programa de privatización tuvo diferencias con lo inicialmente propuesto: en primer lugar se desechó la condición de asociación basada en las técnicas de recuperación asistida y se decidió que la producción a compartir fuera la total de las áreas; en segundo lugar no se concretaron "joint ventures" sólo con empresas extranjeras como se había dejado trascender originalmente, y en todas las áreas YPF quedó como socio menor. Salvo en un caso, los consorcios extranjeros participaron más en carácter de operadores financieros que como operadores técnicos. En tercer lugar el ingreso por venta de las áreas no se destinó a YPF sino al Tesoro Nacional. Y en cuarto lugar, las áreas se vendieron a un precio muy inferior al originalmente previsto y puede arrimarse aún por debajo del resultante de aplicar criterios de valuación "razonables" basados en la Tasa interna de Retorno de la Inversión (TIR). Un acabado análisis de todo este proceso puede encontrarse en Kozulj y Pistonesi (1990) y Pistonesi, Figueroa de la Vega y Torres (1993). A continuación se analiza el caso específico de las áreas centrales.

2.3.1 La privatización de las principales cuatro áreas centrales

Como síntesis, los valores a los que se han privatizado las áreas centrales en Argentina pueden ser considerados extremadamente bajos aún dentro de los parámetros aceptados en el marco de la metodología de evaluación según la tasa interna de retorno. En efecto, suponiendo la ausencia de nuevas inversiones y una rápida declinación de los yacimientos, los montos pagados por las áreas conducen a tasas superiores al 17%. Al incluir en la evaluación el potencial gasífero, suponiendo una captación de sólo el 70% y un precio de un millón de dólares, la TIR se eleva por encima del 30%. Este tema está desarrollado en profundidad en Kozulj y Pistonesi (1993).

Los resultados revelan la magnitud del negocio transferido al sector privado y la subvaluación de los activos por parte del Estado Nacional, como lo demuestra la estimación oficial de YPF, expresada a través de los muy bajos valores umbrales fijados para los derechos de asociación.

Según Kozulj, Bravo y Di Sbroiavacca (1993), análisis realizados hacen suponer que la venta a precio muy bajo de las reservas e instalaciones de la petrolera estatal fue con el solo propósito de conseguir los ingresos necesarios para consolidar el Plan de Convertibilidad. La subvaluación oscilaría en más de 3.000 millones de dólares si se considera el valor económico de las reservas y el valor de reposición de los activos. Seguidamente se resumirá el caso de las cuencas Austral y Noroeste.

2.3.2 La privatización de las Cuencas Austral y Noroeste

El plan de privatización de áreas centrales incluyó también la venta de la Cuenca Austral y de la Cuenca del Noroeste. Debido a que la legislación prohíbe explícitamente la posibilidad de vender cuencas hidrocarburíferas, se las subdividió en áreas, violando expresamente el espíritu de la ley.

La Cuenca Austral (con yacimientos en Santa Cruz y Tierra del Fuego) poseía reservas comprobadas de 48.8 millones de m³ de petróleo y 168.6 millones de m³ de gas equivalente según YPF y una producción de 5.300 m³/día de petróleo y 17.260 m³/día de gas equivalente. El alto potencial gasífero de esta cuenca la hizo más que

atractiva si se tiene en cuenta que, paralelamente a estas privatizaciones, avanzó el proyecto del marco regulatorio para transporte y distribución de gas natural

El valor umbral sugerido, cotizó un precio piso de entre 550 a 650 millones de dólares por el paquete de las tres áreas de la Cuenca Austral, montos que suponían compromisos de inversión de hasta 60 millones de dólares en 5 años. En la primera vuelta sólo se pudo adjudicar el área Santa Cruz dado que fue la única oferta que superó el umbral establecido por YPF. Las ofertas por las otras dos áreas rondaron los 100 millones de dólares para cada una, cuando los valores umbral habían sido 153 y 158,9 millones.

Estos magros resultados condujeron a que YPF rebajara los valores umbral en 65 millones de dólares adicionales a los 200 ó 300 ya rebajados con respecto a lo que aconsejaba la consultora que asesoraba al gobierno por acuerdo con el Banco Mundial. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que las áreas de la cuenca Austral contienen yacimientos que son responsables de alrededor del 30% del total de la producción de gas entregada en su momento a Gas del Estado. Se estima que en esta zona (que tiene dos grandes áreas: Aguaragüe y Palmar Largo) se halla el 25% de todas las existencias de gas y el 10% de las de petróleo (aproximadamente equivaldría a unos 135.000 millones de m³ de gas y unos 20 millones de m³ de petróleo).

En síntesis, podemos señalar que las áreas descritas son predominantemente gasíferas, y que su adjudicación correspondió a consorcios en los cuales participan también grupos de empresas que resultaron concesionarias del transporte y distribución del gas.

El cuadro siguiente muestra los adjudicatarios por áreas, y porcentaje de asociación. El total de reservas de petróleo y gas (10⁶ m³ e.p.) de las áreas centrales privatizadas era de 352.9.

Área	% de Asociación	Adjudicatario
El Huemul	90	Total Austral
Vizcacheras	70	Astra-Repsol
El Tordillo	90	Tecpetrol Santa Fe-Energy
Pto.Hernández	60	Pérez Companc Oxy- Petrolera Patagónica
Santa Cruz I	70	CGC – Quintana
Santa Cruz II	70	P.companc -Astra Inter Río Holding
Tierra del Fuego	70	Bridas –Chavuco Resources
Aguaragüe	70	Tecpetrol- Ampolex – CGC
Palmar Largo	70	Pluspetrol - Norcen – International – CGC Don Won

Las áreas Santa Cruz II y Tierra del Fuego son importantes por las reservas de gas condensado, asumiendo que 1000 m³ de gas equivalen a 1 m³ de petróleo. Sumado al otorgamiento de áreas centrales de producción de gas y petróleo, se privatizaron áreas marginales, oleoductos y refinerías. Todo este proceso de venta deja en evidencia la tendencia a la integración vertical en el sector energético por parte de los grupos ex-contratistas de YPF. Se sigue ahora con el proceso de federalización de los hidrocarburos, el que en teoría delegó el dominio de las cuencas a las provincias.

2.3.3 Federalización de los Hidrocarburos

En octubre de 1992 fue promulgada la Ley Nro. 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos y de Privatización de YPF, que transfirió el dominio de los yacimientos a las provincias y estableció la privatización del capital de YPF.

La provincialización de los yacimientos es esencialmente simbólica, ya que tendrá lugar a partir del vencimiento de los plazos legales de los contratos de concesión y asociación. De esta manera quedan excluidos de la provincialización la casi totalidad de los yacimientos actuales, o sea, las áreas asignadas a YPF y operadas por sí, por terceros o asociada a terceros; las concesiones de explotación ya otorgadas; los permisos de exploración y concesión de explotación producto de la reconversión futura de los ex-contratos; las áreas comprendidas en concursos en trámite al momento de promulgarse la ley y los yacimientos localizados en territorio perteneciente al Estado Nacional, incluidos los ubicados en mar más allá de las doce millas de la costa

En consecuencia, en los hechos sólo pertenecerán a las provincias los yacimientos transferidos como áreas marginales, que representan solamente el 0,2% de las reservas comprobadas del país. Ahora se analizará el proceso de privatización de otra de las joyas del estado argentino: Gas del Estado.

2.3.4 La privatización de Gas del Estado

Durante 1992 se concretó la privatización de la empresa Gas del Estado. En el caso de la Cuenca Austral (predominantemente gasífera), Pérez Companc se convirtió en el operador privado de mayor importancia. Al mismo tiempo resultó adjudicatario de la compañía Transportadora de Gas del Sur S.A. y de la compañía Distribuidora de Gas Metropolitana S.A., integración vertical que no terminó allí, debido a la presencia de socios comunes en otras distribuidoras que son compradoras de la Transportadora de Gas del Sur.

La presencia de un socio común en dos de las tres etapas (producción, almacenamiento, transporte), y más aún la presencia de un socio común en las tres etapas, basta para controlar el mercado aún cuando se esté fuera de las restricciones jurídicas: si bien en principio se decía que ningún productor, distribuidor, ni gran consumidor tendrá intereses en el transporte y del mismo modo, ningún productor, transportista o gran consumidor los tendrá en los sistemas de distribución, en el espíritu de la legislación vigente ha habido un cambio drástico de criterio: esto es grave si se considera la participación de Pérez Companc en la Central Costanera (un gran consumidor), la posesión de la Planta de Cerri (llave de la Petroquímica) y la adquisición de acciones de YPF por parte de Pérez Companc –APDT– Banco Río y Citicorp.

En el caso del subsistema Norte, el transporte estaría predominantemente representado por el consorcio formado por Techint y Compañía General de Combustibles (CGC), y la distribución por SIDECO. A su vez Pluspetrol, Techint y SOCMA (grupo al cual pertenece SIDECO y Pluspetrol) son socios en la explotación del yacimiento Ramos el cual en 1990 aportaba el 28% de todo el gas de origen nacional transportado por la actual Transportadora del Norte S.A. A su vez CGC es socio de Pluspetrol en el área Palmar Largo de la Cuenca Noroeste y socio de Tecpetrol (del grupo Techint) en el área Aguargüe de la misma cuenca, la cual entregaba ya en 1990 alrededor del 8% del gas de origen nacional transportado en dicho subsistema.

Algunos datos importantes de dos de las principales empresas del sector gasífero son las citadas a continuación:

GAS Natural BAN S.A. recibió en diciembre de 1992 la Licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural en la zona norte de la provincia de Buenos Aires. Las operaciones de la empresa comenzaron el 29 de diciembre de ese año, por un plazo de 35 años prorrogable por 10 más. Su área de servicio, de unos

15.000 km² comprende 30 partidos de la Provincia de Buenos Aires, ubicados al norte y oeste de la Capital Federal, abarcando una de las zonas más densamente pobladas del país, que incluye importantes parques industriales.

Es la segunda distribuidora del país por número de clientes, ya que participa en un 18,5% de ventas del mercado residencial y comercial. Es controlada por Invergas S.A., con una participación del 51% y por Gas Natural SDG Argentina S.A. con una participación del 19%, las que forman parte del Grupo Gas Natural de España, elegida como la tercera mejor empresa del sector energético a escala mundial en 1999.

A lo largo de 1999 el suministro a usinas ha representado el 28% de la producción total, implicando un crecimiento respecto del año anterior de 20,1% debido a la incorporación de nuevos ciclos combinados y a la baja hidraulicidad registrada en el primer semestre del año 1999.

Transportadora de Gas del Sur (TGS) Inició sus operaciones afines de 1992, como resultado de la privatización de Gas del Estado S.E., la empresa monopólica estatal, cuyas operaciones integradas incluían el transporte y distribución de gas natural. En la actualidad es el operador del sistema de gasoductos más extenso de la Argentina y de Latinoamérica con más de 6.900 millones de metros cúbicos. Tiene una licencia exclusiva para operar este sistema de gasoductos por 35 años, renovable por 10 años más. Entrega aproximadamente el 60% del total del gas consumido en la Argentina a través del sistema que conecta los principales yacimientos gasíferos del sur y oeste de la Argentina con las distribuidoras de gas de aquellas áreas, de la Ciudad de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires, los cuales son abastecidos por los clientes distribuidoras: MetroGas S.A, Gas Natural BAN S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. Es la primera procesadora de gas natural y tercera comercializadora de GLP, operando el Complejo de Procesamiento de General Cerri.

La Compañía de Inversiones de Energía S.A. (CIESA) es la accionista controlante, quien junto con Pérez Companc y Enron Corp poseen aproximadamente el 70% del capital social de TGS.

A su vez CIESA se encuentra controlada en un 50% por el grupo Pérez Companc y el 50% restante por el grupo Enron. El consumo de gas en Argentina destinado a Generadores eléctricos ha casi duplicado los billones de metros cúbicos empleados desde 1995 a 1999, como se aprecia en la Tabla 1. Ello la gran importancia que mantiene el sector gasífero como proveedor de insumos del sector eléctrico.

Tabla 1. Consumo de gas por tipo de usuario (en billones de m³)

Tipo de usuario	1995	1996	1997	1998	1999
Residencial y comercial	6,8	6,7	6,8	6,8	7,4
Industrial	9,1	9,4	9,8	9,9	9,6
Generadores eléctricos	5,9	8,6	8,5	8,5	10,7
Otros	1,5	1,7	1,8	2,0	2,1

Fuente: Transportadora del Gas del Sur, 1999.

Según información de la Secretaría de Energía, para 1997 la matriz energética Argentina se conformaba de la siguiente manera: Gas natural 45%; petróleo y derivados 42%; Hidroelectricidad: 5%, Carbón 1%; Nuclear 2% y otros 5%. Damos inicio en próxima sección al caso específico de la privatización del mercado eléctrico.

2.3.5 La privatización de SEGBA y otras centrales

También a principios de 1992 se inicia el proceso de privatización del sector eléctrico: así se privatizaron las principales centrales de generación de la empresa SEGBA y el

negocio de distribución de dicha empresa se subdivide en tres unidades: EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.

La principal central SEGBA (Central Costanera S.A. de 1.260 MW) fue adquirida por un consorcio en el que participa Pérez Companc junto con ENDESA (España), Enersis y Chilectra (Chile) y PSSSI Energy (EE.UU.). Esta central representa el 8,6% de la potencia instalada a escala nacional y prácticamente el 50% de la potencia nominal instalada en Capital Federal y Gran Buenos Aires. El mismo consorcio resultó adjudicatario de EDESUR S.A. área que representa el 46% de los consumidores de la misma jurisdicción geográfica.

Central Costanera S.A nace como una de las compañías resultante del proceso de privatización de SEGBA SA, empresa concesionaria del suministro y distribución de electricidad en la Capital Federal y el Gran Buenos Aires, y se convierte en la Central de General térmica más grande de la República Argentina. La energía disponible anual: en mayo 93 tenía el 49,0%, y en diciembre 98 llega a 93,1%, equivalente a 8.660 GWh en el año.

En 1994, para instalar y operar una central térmica de generación eléctrica en ciclo combinado, Central Costanera SA constituyó Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A. (CBA) sociedad controlada en un 51,5%. Este ciclo combinado de 320 MW de potencia combina la operación de una turbina de gas de 220 MW de potencia ISO, de última generación, con una turbina de vapor de la unidad 5 de Central Costanera SA preparada para operar en ciclo combinado a 1.200 MV, por medio de una caldera recuperadora de calor que utilizando la energía remanente de los gases de escape de la turbina de gas, permite alcanzar un rendimiento del 52%.

El sistema eléctrico argentino mostró un sostenido crecimiento a partir de la reforma del sector impulsada en 1992: se destaca un incremento de la demanda en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), alcanzando 68.567 GWh en 1998, incrementándose la potencia instalada hasta alcanzar valores de 18.899 MW.

Central Costanera se adjudicó en una licitación internacional, los contratos de exportación de potencia firme con energía asociada a Brasil, para satisfacer requerimientos de 1.000 MW en este emprendimiento se ha trabajado con Mitsubishi Heavy Industries de Japón, proveedor del equipamiento.

Para el caso de la privatización de las centrales hidroeléctricas pertenecientes a la antigua Hidronor, Pistonesi (1993) realiza un análisis crítico de dicho proceso argumentando fallas en la tasación de dichas obras, principalmente la falta de un criterio de valoración social de las mismas. Sobre ello argumenta que no se ha tomado debida cuenta de las enormes rentas, de origen público, transferidas bajo un esquema de inversión de riesgo nulo, al sector privado. A continuación se resume esquemáticamente las centrales y magnitud de las mismas puestas a licitación.

2.3.6 Diagrama de privatizaciones del sector eléctrico

Tal como se ha señalado el proceso de reforma del sector energético originó una secuencia de privatizaciones de las centrales en manos del estado. A continuación se señalan las fechas de entrega, las centrales y la potencia privatizadas a lo largo de esta fase de transformación.

Tabla 2. Esquema temporal de las privatizaciones del sistema eléctrico

Fecha	Ingreso-Privatización	Observaciones – Participación Generación/Demanda
01/04/92	C. T. Puerto	Privatización 984 MW
29/05/92	C. T. Costanera	Privatización 1.215 MW
26/08/92	C. T. Alto Valle	Privatización 96 MW
01/09/92	Edenor	Privatización distribución 21% Demanda
01/09/92	Edesur	Privatización distribución 20% Demanda
30/09/92	C.T. Guemes	Privatización 261 MW

30/09/92	C. T. Dock Sud	Privatización 210 MW
05/10/92	C. T. Pedro De Mendoza	Privatización 92 MW
22/12/92	Edelap	Privatización distribución (3% Demanda)
22/12/92	C. T. Dique	Privatización 108 MW
01/01/93	Edetsa	Transferencia de Agua y Energía a la Prov. de Tucumán (2.3% Demanda)
01/02/93	Ingreso Del Memsp	749 MW Sistema Patagónico de Agua y Energía
02/02/93	C.T. Sorrento	Privatización 212 MW
03/03/93	Edesal	San Luis- Privatización distribución (1% Demanda)
01/04/93	Epelar	Transferencia de Agua y Energía a la Prov. de La Rioja (0.7% Demanda)
01/05/93	C. T. Filo Morado	Ingreso 42 MW
18/05/93	C. T. San Nicolás	Privatización 650 MW
19/05/93	Centrales Térmicas Del Nea	Privatización 191 MW
21/05/93	Centrales Térmicas Del Noa	Privatización 263 MW
17/07/93	Transener	Privatización de líneas Alta Tensión de Agua y Energía, SEGBA e HIDRONOR
11/08/93	Hidroeléctrica El Chocón	Privatización 1.410 MW
11/08/93	Hidroeléctrica Alicura	Privatización 1.000 MW
11/08/93	Hidroeléctrica Cerros Colorados	Privatización 450 MW
27/11/93	C. T. Agua Del Cajón	Ingreso 358 MW
09/12/93	C. T. Patagónicas	Privatización 223 MW MEMSP
29/12/93	Hidroeléctrica Piedra Del Águila	Privatización 1400 MW
26/01/94	Transnoa	Privatización líneas 132 kW de Agua y Energía – Región NOA
01/05/94	Eseba-Ge	División de ESEBA 1.043 MW
01/05/94	C. T. Neuquen	Ingreso 375 MW
01/06/94	Hinisa	Privatización 217 MW
16/06/94	Transpa	Privatización líneas 330 y 132 kV de Agua y Energía- Sistema Patagónico
14/07/94	C. T. Litoral	Privatización 87 MW
01/10/94	Yacyretá	Ingreso primer grupo de un total de 20 – 3.100 MW totales
19/10/94	Hidisa	Privatización 388 MW
01/11/94	C. T. Mendoza	Privatización 408 MW
01/11/94	Hidroeléctrica Ameghino	Privatización 46 MW
15/11/94	Transnea	Privatización líneas de 132 kV de Agua y Energía – Región NEA
29/12/94	Hidroeléctrica Rio Hondo	Privatización 17 MW
18/01/95	Distro Cuyo	Privatización líneas de 132 kV de Agua y Energía- Región CUYO
04/01/95	Edese	Santiago del Estero- Privatización (0.7% Demanda)

Fuente: CAMMESA

Como se puede apreciar, este diagrama de privatizaciones vendió al sector privado entre 1992 y 1995 algo más de 90 por ciento de la generación, transporte y distribución del antiguo Sistema Interconectado Nacional. A continuación una síntesis.

2.3.7 Síntesis

El área de distribución eléctrica y gasífera es parcialmente coincidente: Pérez Companc conforma el consorcio adjudicatario de la distribuidora de gas Metropolitana S.A. (Capital Federal y partidos del sur del Gran Buenos Aires). Y también Pérez Companc, junto con SADE e Inter Río Holding, CGC y Comercial del Plata conforman Citelec S.A., del cual Pérez Companc tiene el 41,25%, la sociedad controlante de Transener S.A. operadora del sistema Integrado Nacional, empresa ésta última que se adjudicó la operación de Transba S.A., la operadora de transmisión de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (5.400 kilómetros de líneas de transmisión),

así como la construcción y la operación de la cuarta línea entre Buenos Aires y el Comahue, con 1.300 kilómetros de extensión.

Perez Companc ya en la Memoria de 1998 informa que está expandiendo su presencia en el sector energético y que está a punto de lograr la completa integración vertical de la actividad. A su vez, el consorcio encabezado por la petrolera Astra y formado también por ENDESA (España) y EDF (Francia) resultó adjudicatario de la unidad distribuidora de electricidad EDENOR S.A., que tiene el 47,8% de los usuarios de Capital Federal y Gran Buenos Aires. También Astra es socia de Pérez Companc en la distribución de gas en Buenos Aires y en área Santa Cruz II, predominantemente gasífera.

La integración de las cadenas gasífera y eléctrica también se da en las centrales de la empresa estatal Agua y Energía en la región Noroeste, donde aparecen grupos integrantes de los consorcios licenciatarios de la distribuidora del Noroeste, de la Cía. Transportadora de Gas del Norte y de las áreas de la Cuenca del Noroeste.

Las principales centrales eléctricas y distribuidoras, a su vez, fueron adjudicadas a grupos internacionales y nacionales destacándose, nuevamente, entre estos últimos la omnipresente figura de Perez Companc.

Realizando un seguimiento de las adjudicaciones de las distintas unidades en las que se subdividieron estas empresas, se advierte una tendencia a la integración vertical de actividades del sector eléctrico pero también con el sector de producción, transporte y distribución de combustibles derivados del petróleo y gas natural, a pesar de los intentos de limitar la posibilidad de esta integración por medio de las normativas regulatorias, en especial en el caso de la cadena de gas natural.

Este nuevo marco descrito en los sistemas primarios de energía fue en parte originado por la reforma del sector eléctrico que a continuación detallaremos.

3. REFORMAS INSTITUCIONALES AL SECTOR ELÉCTRICO

La Ley 24.065 sancionada el 19 de diciembre de 1991, denominada "Generación, transporte y Distribución de Electricidad", estableció el nuevo marco regulatorio para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y el régimen de abastecimiento a los consumidores.

El Decreto 1.192/92 del 10 de julio de 1992, en cumplimiento del artículo 35 de la citada Ley, dispuso la constitución de la sociedad Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, CAMMESA, quien tiene a su cargo el despacho técnico-económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y la administración de todas las transacciones de energía y potencia entre los Agentes del Mercado, a través del denominado Organismo Encargado del Despacho (OED).

La "Organización del Sistema Físico del Mercado Eléctrico Mayorista" fue pautada por la Resolución Nro. 61/92 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y reglamentada en los "Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios". Un completo informe sobre esta etapa puede encontrarse en ENRE (1998).

3.1 La Nueva Organización Institucional.

La reforma eléctrica impulsada por la jurisdicción federal propuso mejorar la eficiencia productiva mediante la introducción de competencia donde fuera posible, promover la participación del capital privado y proteger los intereses de los usuarios, regulando los mercados con características de monopolios naturales².

² Véase Anexo VI al final de este trabajo sobre Mercados disputables y regulación.

Como ocurrió en las restantes industrias energéticas la reforma implicó un cambio radical en la organización productiva e institucional y una profunda modificación del rol estatal en el sistema eléctrico.

El proceso de reestructuración efectuado esencialmente entre 1992-1993 se caracterizó por:

- ✓ Desintegración vertical y participación horizontal de las actividades del sistema (en especial generación y distribución).
- ✓ Traspaso de las unidades empresarias emergentes al sector privado.
- ✓ Establecimiento de los principios de incompatibilidad de funciones y de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

De este modo, con las grandes centrales en manos de las ex-empresas Hidronor, Agua y Energía y SEGBA se crearon unidades productivas jurídicamente independientes que luego fueron privatizadas separadamente. La distribución eléctrica en el área metropolitana, que estaba en manos de SEGBA fue dividida en tres áreas de concesión, respecto de las que se crearon las correspondientes unidades empresarias (EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.), y fueron entregadas a consorcios privados por licitación.

Aunque la mayor parte de las Provincias adhirieron a los principios de la Ley Nacional 24.065, los gobiernos provinciales son autónomos para definir los términos bajo los cuales concesionan la prestación del servicio eléctrico dentro de su territorio (por medio de marcos regulatorios propios), salvo en lo que se refiere a las compras interprovinciales de electricidad para las cuales deben ajustarse a las normas nacionales.

Las autoridades nacionales tienen bajo su jurisdicción la casi totalidad de la generación eléctrica por haber sido las empresas nacionales las encargadas de expandir el servicio eléctrico en todo el territorio nacional con posterioridad a la Segunda Guerra Mundial

Actualmente Argentina posee dos mercados eléctricos mayoristas asociados a dos sistemas interconectados que permanecen aun aislados uno del otro:

- ✓ El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica, y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- ✓ El Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP) que abastece la Región Patagónica, salvo el extremo sur del país.

Ambos mercados operan bajo similares reglas de funcionamiento, pero sus precios difieren en función de las condiciones particulares de oferta y demanda de cada mercado. Nuestro análisis se concentra fundamentalmente en la situación del SADI. Las características salientes de la nueva estructura pueden resumirse entonces en:

- ✓ División del negocio por actividades: Generación, Transmisión, Distribución con la participación de comercializadores.
- ✓ División de los consumidores en Grandes Usuarios y Usuarios Finales. Los primeros se constituyen en Agentes del Mercado Eléctrico.
- ✓ El Estado se retira del rol empresario y pasa al de regulador.

- ✓ Existencia de un mercado a término y un mercado *spot* para la compra-venta de energía.
- ✓ Los Distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente.
- ✓ Los Generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio *spot* horario.
- ✓ La generación necesaria para satisfacer la demanda se determina en función del costo económico de operación del sistema eléctrico.
- ✓ Los precios *spot* horarios se determinan marginalmente con el costo requerido para satisfacer la próxima unidad de demanda.
- ✓ El Transporte es remunerado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.
- ✓ Apertura del MEM al intercambio con los países vecinos permitiendo la exportación o importación de energía a través de contratos entre empresas privadas que cumplan los requisitos del marco regulatorio.

Posteriormente estos ítems serán desarrollados con detenimiento.

3.2 Nuevas Autoridades y Entes Reguladores

El Esquema 1 presenta en forma sintética la nueva organización del sistema eléctrico argentino. Basándonos en este esquema analizaremos las características de los distintos actores del sector. Empezamos la descripción del nuevo rol que desempeña la Secretaría de Energía. Posteriormente en la sección 3.2.2 se describen las funciones del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad continuando con sus análogos provinciales en la Sección 3.2.3. La sección 3.2.4 enumera las atribuciones del nuevo actor por excelencia del mercado eléctrico, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

3.2.1 Secretaría de Energía.

Es la máxima autoridad en el ámbito nacional, depende del Ministerio de Economía y sus principales funciones son:

- ✓ Definir e implementar las políticas energéticas.
- ✓ Dictar la normativa regulatoria a la que deben ajustarse los agentes de la industria eléctrica.
- ✓ Autorizar el ingreso y egreso de los agentes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- ✓ Otorgar las concesiones para el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en cursos de agua interprovinciales, previo acuerdo con las autoridades de las provincias involucradas.
- ✓ Autorizar los contratos de comercio exterior de electricidad.

Aunque la Secretaría de Energía no formula planes, realiza periódicamente un análisis prospectivo con el fin de anticipar eventuales problemas en el abastecimiento futuro y brindar mayor transparencia al mercado eléctrico, al otorgar una visión del conjunto a todos los interesados.

La carencia de políticas públicas activas en cuanto a cambiar la dinámica propia y las preferencias de los actores se ve favorecida por la tendencia decreciente de los precios de la electricidad en el mercado eléctrico mayorista (MEM). Este factor disimula las deficiencias de esa dinámica para promover un desarrollo armónico del sistema.

3.2.2 ENRE

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, con plena capacidad jurídica en los ámbitos del derecho público y privado, creado como autoridad de aplicación del nuevo marco regulatorio eléctrico que establece la Ley 24.065. Tiene jurisdicción en el área de la concesión de la distribución de la ex empresa de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (ex SEGBA) y en el ámbito nacional, en el transporte y la generación.

El ENRE garantiza que no se produzcan conductas lesivas a los objetivos contemplados en la ley, aunque, dada la característica de funcionamiento de un mercado en competencia, su intervención es más atenuada, manifestándose a través de:

- ✓ Prevención de conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
- ✓ Control de situaciones que configuren abuso de posición dominante.
- ✓ Exigencia de cumplimiento de los controles ambientales.
- ✓ Otorgamiento de los Certificados de Conveniencia y Necesidad Pública (CCNP) para la ampliación del sistema de Transporte.
- ✓ Autorización de acceso a la capacidad de transporte existente de nuevas plantas de generación.
- ✓ Control de tenencias accionarias.

Al ENRE le corresponde controlar el cumplimiento de los contratos de concesión a través del comportamiento de las tarifas a los usuarios finales en las áreas que corresponden a EDENOR, EDESUR Y EDELAP, considerando que las tarifas de distribución eléctrica deben ser justas y razonables según lo establece la ley.

Asimismo, el ENRE efectúa el control de la calidad en sus tres aspectos:

Calidad de producto técnico	La tensión y las perturbaciones.
Calidad de servicio técnico	Las interrupciones del suministro eléctrico.
Calidad del servicio comercial	Correcta facturación y cumplimiento del Reglamento de Suministro, cuyo incumplimiento deviene en sanciones que vuelven en forma de resarcimiento económico a los usuarios afectados.

Con respecto al control ambiental y la seguridad pública, los artículos 16,17 y 56. Inciso (a) e inciso (k) de la Ley 24.065 enumeran las principales obligaciones que deben observar los agentes del MEM y establecen las facultades y atribuciones del ENRE.

Como resumen de las características principales del Ente se puede citar la Tabla 3 a continuación. En ella se aprecia las condiciones de contexto, tal como se describieron en el inciso anterior. En cuanto al *diseño* institucional del ENRE pueden destacarse los siguientes ítems (véase sección 4.4 para más detalles):

Tabla 3. Condiciones de diseño del ENRE

Creación del ente	Ley 24.065
Nombramiento de los directores	Posee 5 directores, nombrados por el Presidente de la Nación con acuerdo (opinión) del Congreso (comisión bicameral).
Entidad autárquica	Sí
Financiamiento	Porcentaje sobre los ingresos de las empresas reguladas (fijada por el Ente en su presupuesto), más las multas a las empresas reguladas.
Confección del presupuesto	El Ente eleva su presupuesto al Poder Ejecutivo Nacional para que lo incluya dentro el Presupuesto Nacional.
Discusión pública del presupuesto	El proyecto debe publicarse para que pueda ser objetada por las partes involucradas (v.g. las empresas del sector)
Estabilidad del Directorio	Sí. Duran 5 años en el cargo y pueden ser reelegidos indefinidamente.
Restricciones de empleo de los Directores	No.
Ente que supervisa	Auditoría General de la Nación
Especificidad de la legislación	Estructura tarifaria flexible = <i>Price cap</i> con <i>passthrough</i> , global.
Presupuesto (en 1995)	13 millones de pesos
Otros	Audiencias públicas; el Ente debe dictar las normas de procedimientos aplicables y sujetarse a ellas. Multas reintegradas a los consumidores.

Fuente: Urbiztondo, Navajas y Artana (1997).

3.2.3 Entes Reguladores Provinciales.

La autonomía constitucional permite a las provincias establecer condiciones propias en la prestación de los servicios públicos, en particular la electricidad, así como fijar impuestos y tasas sobre las actividades económicas desarrolladas dentro de su territorio.

De este modo, la mayoría de las jurisdicciones provinciales cuenta con su propio ente regulador para controlar el cumplimiento de los términos de los respectivos contratos de concesión de la distribución eléctrica dentro de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales. Las funciones más importantes de estos entes reguladores son el control de la calidad de servicio prestado por los concesionarios y la autorización de los ajustes tarifarios dentro del territorio provincial.

3.2.4 CAMMESA.

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público, cuyo paquete accionario es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80 %. El 20% restante está en poder del Ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

CAMMESA ha sido concebida para desarrollar las siguientes funciones:

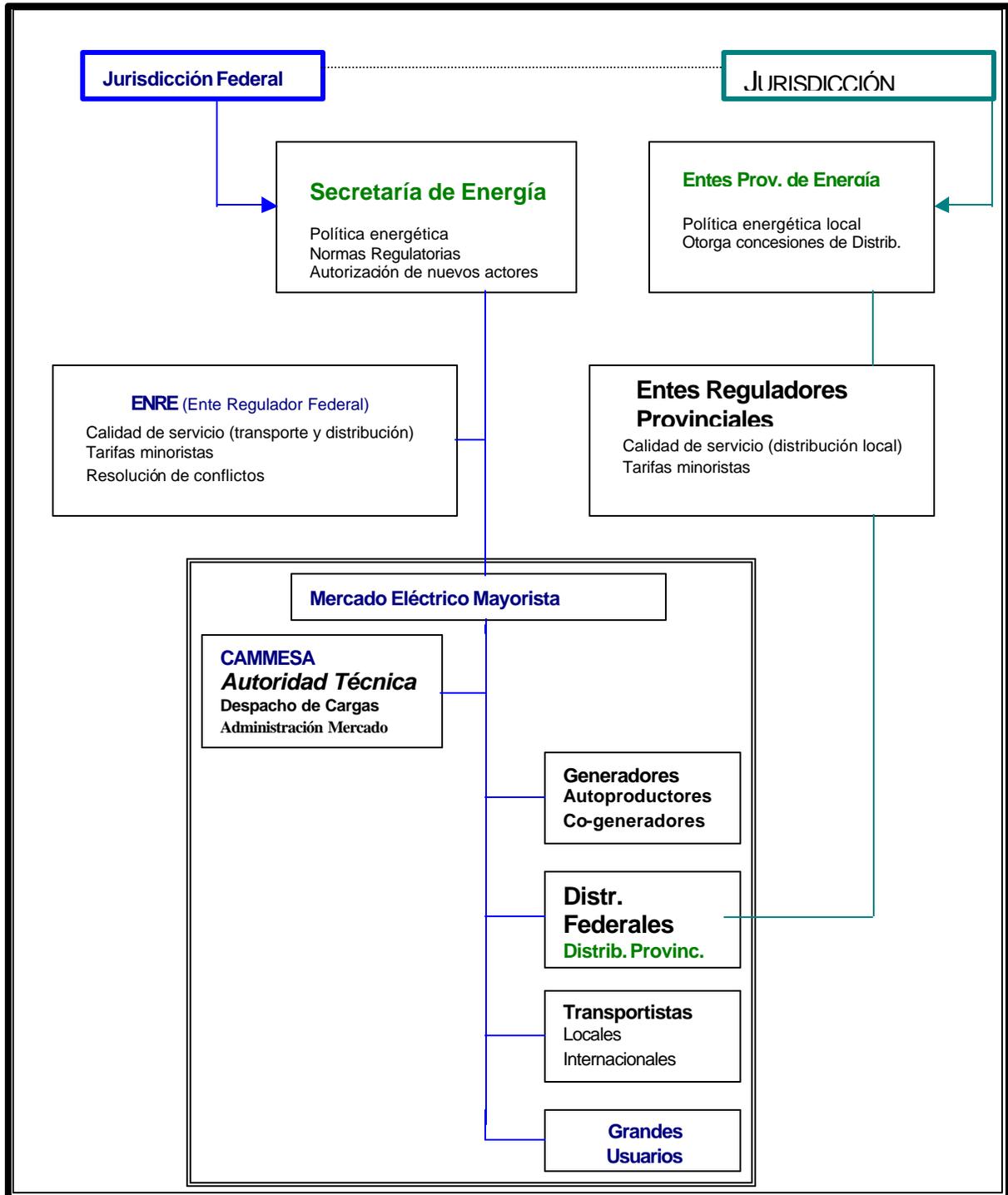
- ✓ Efectuar el despacho técnico y económico del ex-SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible.
- ✓ Otorgar racionalidad a la administración del recurso energético.
- ✓ Coordinar la operación centralizada del SADI para garantizar seguridad y calidad.
- ✓ Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.
- ✓ Actuar como mandatario de diversos actores del MEM con relación a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado *spot*, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importadores y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

Su gestión apunta entonces a que los precios mayoristas del mercado *Spot* se determinen sobre la base del costo marginal de producción y transporte del sistema y a que se maximice al mismo tiempo, la seguridad y calidad de los suministros. A su vez CAMMESA supervisa el funcionamiento del mercado a término, planifica las necesidades de potencia y optimiza su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía.

Las actividades de CAMMESA son de interés nacional por lo que las provincias no pueden aplicar tributos o incidencias algunas que afecten la constitución y el cumplimiento del objeto social de la empresa.

Inmediatamente la sección 3.4 describirá el rol de los más numerosos actores del mercado eléctrico, los agentes específicos del MEM.

Esquema 1. Nueva Organización Institucional del Sistema Eléctrico Argentino



Fuente: Pistonesi (2000)

3.3 Agentes del MEM

El funcionamiento del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. Los cuatro actores principales del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino según la Ley 24.065 son:

- a) Generadores o productores;
- b) Transportistas;
- c) Distribuidores;
- d) Grandes Usuarios.

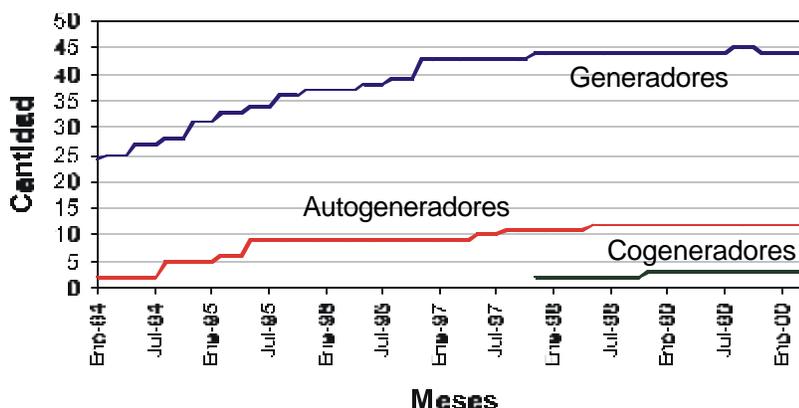
En la prestación del servicio se reconocen las tres franjas de actividad: Producción, Transporte y Distribución. La recepción del servicio está representada por los clientes, que de acuerdo a su potencia contratada pueden comprar directamente al MEM o a las compañías distribuidoras.

Sobre la base de datos extraídos de CAMMESA hemos realizado un seguimiento desde Enero de 1994 hasta Abril de 2000 que son los últimos datos disponibles en la página Web (www.cammesa.com). Es interesante seguir la evolución de la cantidad y distribución de los Actores del Mercado Eléctrico Argentino por tipo en el tiempo. Los resultados están graficados para los Actores individualmente y posteriormente en general. En los gráficos se muestra la situación tanto para el SADI (MEM) como para el sistema Patagónico (MEMSP).

a) Generadores

Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la Ley N° 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

Gráfico 1. Evolución temporal de los actores de Generación



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA (2000)

Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Hay que hacer una distinción también en que hay tres clases de

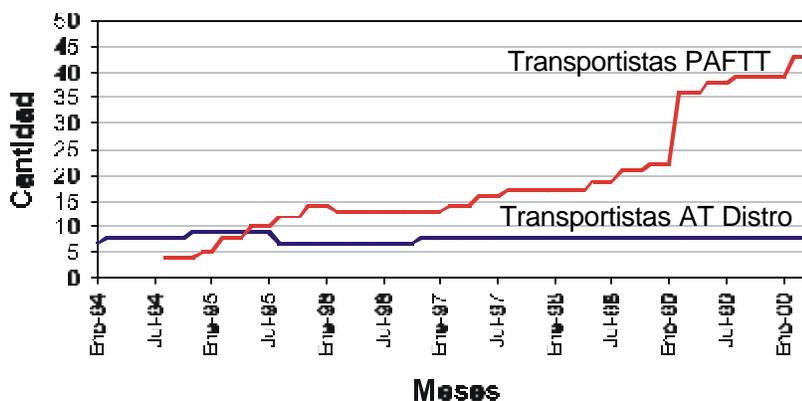
Productores: Generadores propiamente dichos, en que todo lo generado es para la venta; Autogeneradores, que son los que generan su propia energía y pueden o no vender el excedente y Cogeneradores, los cuales generan una parte de su propia energía y según el caso, los excesos o déficits se negocian en el Mercado.

En la producción de energía la generación térmica funciona en libre competencia, es decir los precios menores desplazan a los mas altos. La generación Hidroeléctrica y Nuclear están sometidas a lo que establecen los contratos de concesión. El Gráfico 1 muestra que el número de generados que entraron al mercado fue creciendo hasta su estabilización en julio de 1997.

b) Transportistas

Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso. Quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios podrán comercializarla de igual manera que los generadores.

Gráfico 2. Evolución temporal del número de agentes del Transporte



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA (2000)

El transporte es una actividad definida como servicio público. Tiene la obligación de brindar libre acceso a sus redes, para que pueda transitar libremente la energía de generadores a distribuidores y a grandes y medianos usuarios. No puede intervenir ni en la compra ni en la venta de energía eléctrica. Está relevada de la obligación de expandir las redes pero puede participar en nuevas construcciones.

Los recursos para la explotación y expansión del equipamiento de transporte provienen de quienes utilizan el transporte: generadores, distribuidores y grandes usuarios. El número de agentes de transporte creció desde que se implementó la desregulación del sector. El Gráfico 2 muestra su evolución, destacando el fuerte incremento de los transportistas PAFTT (Prestadores Adicionales a la Función Técnica de Transporte) en enero de 1999 mientras que los distribuidores de Alta Tensión (AT Distro) permanecen estables desde enero de 1997.

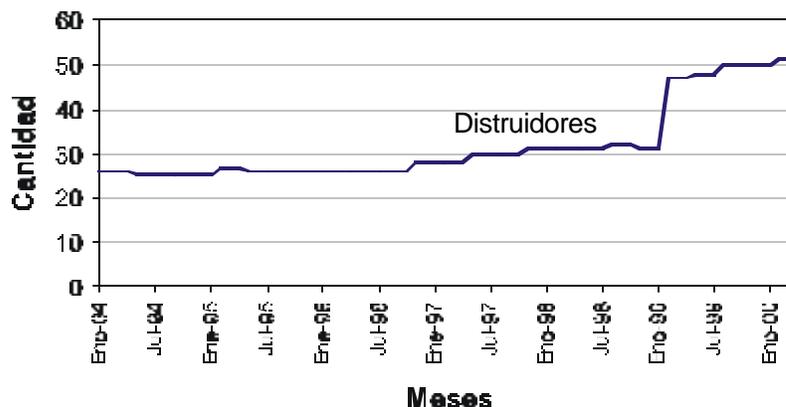
c) Distribuidores

Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. La distribución ha sido definida como servicio público y debe cumplir con las obligaciones que le impone un contrato de concesión. Debe abastecer a toda la demanda en su área de concesión en condiciones de precio y calidad

establecidos. El distribuidor debe asegurarse permanentemente el abastecimiento de energía, su confiabilidad y calidad para asegurar también estas condiciones a sus propios clientes.

El Gráfico 3 muestra un incremento también en el número de distribuidores, especialmente a partir de enero de 1998.

Gráfico 3. Evolución temporal del número de agentes de Distribución



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA (2000)

d) Grandes Usuarios

Se considera Gran Usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico Mayorista responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMA),
- Grandes Usuarios Menores (GUME)
- Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Como ya se ha mencionado, el usuario de una red de distribución puede comprar para abastecer su suministro de dos formas:

1. A través del distribuidor de su área (forma tradicional)
2. Directamente a un Generador a través del Mercado a Término (MAT) del MEM.

De definirse por la segunda de las opciones, si el usuario cumple con los requisitos, se encuentra en condiciones de solicitar su ingreso al MEM como Agente del mismo, el cual deberá ser autorizado por la Secretaría de Energía de la Nación. La función de CAMMESA es verificar el cumplimiento de los requisitos que debe cumplir el suministro para que sus operaciones en el MEM resulten administrables.

Requisitos para GUMA (Grandes Usuarios Mayores)

- Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que UN (1) MW, y de energía igual o superior a 4.380 MWh.
- Contratar, por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con un Generador reconocido por el MEM, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior.

- La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 (cuatro) periodos trimestrales.
- Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, leído en forma remota por CAMMESA, llamado equipamiento SMEC.
- Contar con un esquema de Alivio de Carga.

Los GUMA intervienen en forma plena en el MEM e intercambian información con el organismo encargado del despacho, que administra sus contratos.

Los GUME y GUPA por el contrario sólo pueden contratar la totalidad de su demanda y bajo ningún concepto operan 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.

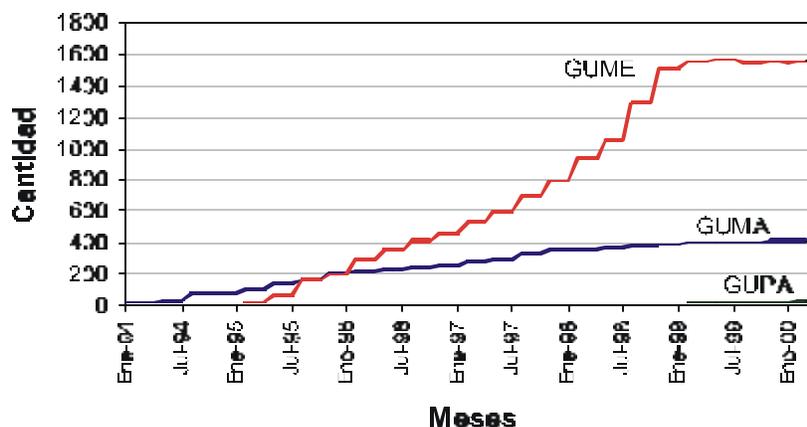
Requisitos para GUME (Grandes Usuarios Menores)

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

Requisitos para GUPA: (Grandes Usuarios Particulares)

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

Gráfico 4. Evolución de los Grandes Usuarios



Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA (2000)

Como se observa en el Gráfico 4, el numero de grandes usuarios menores creció escalonada pero progresivamente desde la creación de esta definición de gran usuario. Este crecimiento se ha estabilizado hacia 1998. Las otras dos definiciones de gran usuario crecieron pero en forma menos espectacular.

A comienzos de 1997 se estableció una diferenciación entre agentes y participantes del MEM. Los participantes del MEM sólo tienen un vínculo comercial con

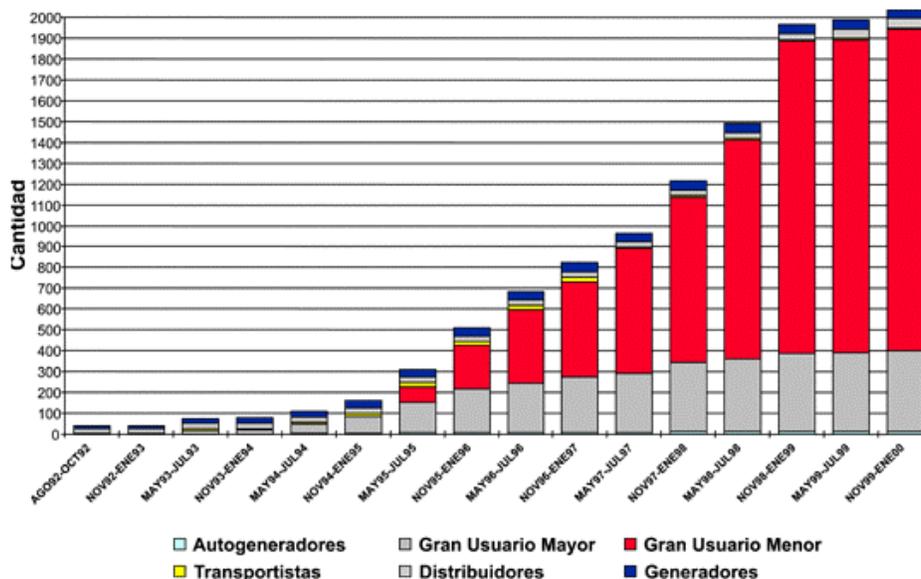
el mercado eléctrico. Se consideran participantes del MEM a las empresas que comercializan generación y/o demanda de terceras partes (comercializadores), a los estados provinciales que comercializan las regalías hidroeléctricas recibidas en especie y las empresas extranjeras que compren o vendan electricidad en el mercado argentino.

La creación de la figura del comercializador intenta favorecer la comercialización de electricidad en el mercado local a través de contratos al reducir los costos de comercialización de los generadores y, a la vez, facilitar las importaciones eventuales de electricidad. Sin embargo, no se aprecian cambios significativos en las modalidades de comercialización durante el primer año de vigencia de la normativa. La reglamentación parece haber privilegiado la confiabilidad comercial en las transacciones mayoristas antes que fomentar la nueva actividad, obligando a los comercializadores a constituir un fondo de garantía por un valor aproximado del 10% de sus compromisos de comercialización, que podría modificarse en el futuro según la morosidad en el pago que tengan los comercializadores.

Para evitar que la excesiva concentración de la comercialización de electricidad obstaculice la competencia entre oferentes, cada comercializador está habilitado a vender como máximo el 5% de la demanda total del sistema a través del conjunto de contratos de comercialización.

Como una comparación se muestra la evolución total de todos los actores del MEM en el tiempo, solamente a efectos de ver la tendencia.

Gráfico 5. Evolución total y composición de los actores del SADI



Fuente: CAMMESA (2000). Solamente hasta Enero 2000.

El Gráfico 5 muestra también los actores del mercado con sus respectivas participaciones, lo que da una idea de crecimiento general del número de actores del sector, así como se observa el notable predominio de los Grandes Usuarios Menores y Mayores impulsando este crecimiento. Proseguiremos con la sección 3.4, donde se describirá el nuevo marco regulatorio.

3.4 El Nuevo Marco Regulatorio

La introducción de la competencia vía la desintegración vertical y horizontal de la industria requiere formas de regulación distinta a las aplicadas tradicionalmente en el sector eléctrico. La tendencia mundial existente en 1991 indicaba una creciente competencia, manifestada principalmente en la generación, mientras que en el transporte y distribución se podía observar cierta competencia por comparación (*yardstick competition*).

Tal como se señala en Bastos y Abdala (1995) la razón que fundamenta la regulación económica es la protección frente a los abusos de poder del mercado y no el proteger de la competencia a las empresas reguladas. Es decir lo que se buscó fue establecer las condiciones para que la competencia funcione. Para ello, un principio general es que las reglas de juego sean parejas para todos. Para los que ya están en la industria y los que quieran entrar en ella.

El espíritu general de la regulación en el nuevo ordenamiento económico-institucional del sector eléctrico argentino es el de controlar a las firmas reguladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de la empresa, ni en su estructura de costos o metas de inversión.

3.4.1 La organización y funcionamiento del mercado eléctrico mayorista

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se divide en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico administrado por Cammesa y ejecutado por el Organismo Encargado del despacho (OED).

En un sistema interconectado como el nuestro con varias centrales generadoras, líneas de interconexión y grandes centros de consumo, la condición técnica básica que se debe imperiosamente cumplir, es la de que en todo instante todo lo consumido más las pérdidas eléctricas sea igual a lo generado, de esta forma el sistema estará estable y cumplirá con los requerimientos de frecuencia de 50 Hz, el cual es un valor único en todo el país y al que se toma como medida para determinar la escasez o sobra de generación.

El OED es quien se encarga de hacer cumplir éste equilibrio entre demanda y oferta. Debido a que la carga tiene un comportamiento variable poco previsible, o al menos nunca se sabe con ciencia cierta el valor instantáneo exacto que tendrá para un cierto momento, el OED supervisará esta evolución y otros parámetros eléctricos del sistema eléctrico y en función de ello deberá solicitar la entrada o salida de servicio de las centrales generadoras, denominado Despacho de Carga.

Todas las transacciones económicas relativas a la compra y venta de energía, potencia y servicios ofrecidos por los diferentes actores del MEM se desarrollan en forma paralela e independiente, haciendo abstracción del funcionamiento puramente técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y descripto en los párrafos anteriores.

A continuación se describe el funcionamiento y organización del sistema eléctrico argentino desde el punto de vista puramente económico, es decir, se analiza al MERCADO eléctrico.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de:

- a) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado *spot*, destinado a la compra de los Distribuidores.
- b) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores.
- c) 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, Ezeiza.

a) Sistema de estabilización trimestral de precios

Los Precios Estacionales se fijan trimestralmente según una tarifa binómica calculada en base a la operación simulada del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) prevista por el (OED), que minimice el costo total de operación, con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MEM. En ese sentido, se puede aclarar que el precio monómico contempla solamente la remuneración de la energía consumida a un precio constante. Por su parte, la tarifa binómica contempla la remuneración de la energía y la potencia, denominándose al costo unitario de la potencia como *cargo fijo*.

El (OED) determinará en la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral para cada Distribuidor, Gran Usuario y Autogenerador los Precios Estacionales que pagará por su compra en el MEM, es decir:

- ✓ Para Distribuidores, calculará el Precio Estacional de la Energía por banda horaria.
- ✓ Para Distribuidores, Autogeneradores y Grandes Usuarios calculará los Precios Estacionales de Potencia para cubrir la demanda, reserva y servicios asociados. El Precio de la Energía se define para tres bandas horarias dadas por el período de horas de valle, período de horas de pico y período de horas restantes.

Este precio estacional, constante por trimestres es el que deberán pagar los distribuidores por la diferencia entre la energía o potencia demandada realmente al sistema y la contratada en el mercado a Término y sirve como base para la determinación de la tarifa que las empresas distribuidoras impongan a los usuarios finales. Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral).

- ✓ Período Estacional de Invierno: Corresponde a los días comprendidos entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de cada año inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Invierno (mayo a julio) y Segundo Trimestre de Invierno (agosto de cada año a octubre de cada año).
- ✓ Período Estacional de Verano: corresponde a los días comprendidos entre el 1 de noviembre y el 30 de abril inclusive, y se divide en Primer Trimestre de Verano (noviembre a enero) y Segundo Trimestre de Verano (febrero a abril).

Conforme la regulación y procedimientos establecidos por la Secretaría de Energía, el (OED) deberá con los modelos de optimización y programación aprobados por tal Secretaría, y la Base de Datos Estacional obtener la Programación Estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) basado en el despacho óptimo que minimice el costo total de operación.

Los modelos actualmente vigentes son los siguientes.

- ✓ Modelo de Optimización *OSCAR*: Tomando un horizonte que se ha definido en 3 años, optimiza el manejo de los grandes embalses hidroeléctricos calculando para cada semana el valor del agua embalsada, teniendo en cuenta la aleatoriedad dada por la hidráulidad.
- ✓ Modelo de Simulación *MARGO*: Con los valores del agua, realiza el despacho hidrotérmico semanal, respetando las restricciones que se le indiquen, fijando como objetivo minimizar el costo total, suma del costo de operación y el riesgo de falla, de cada semana. Permite considerar distintos escenarios de aleatorios, en función del aporte hidráulico, pronósticos de demanda, disponibilidad del parque, y disponibilidad de combustibles.

Sobre la base de este estudio, la Secretaría de Energía establecerá mediante Resolución los Precios Estacionales de la Energía y de la Potencia para el siguiente Período Trimestral.

b) Mercado a Término

En el Mercado a Término del MEM se pactan contratos de energía y de potencia:

- Entre agentes del MEM o entre un agente y un Comercializador del MEM.
- Entre un agente ó Comercializador del MEM y una empresa de un país interconectado.

En dichos contratos las condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes son pactados libremente.

El propósito de los Contratos a Término es el de garantizar anticipadamente el abastecimiento de una determinada demanda de energía a un precio convenido entre las partes y también para contar con un respaldo de reserva fría de potencia.

Su misión también es la de dar una mayor estabilidad en el mediano y largo plazo al mercado, al comprometerse los agentes tanto en precios como en cantidades a suministrar.

En el Mercado a Término se podrán pactar distintos tipos de contrato de acuerdo al compromiso requerido:

a) *Contratos de Abastecimiento de Energía*: 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.

b) *Contratos de Reserva Fría de Potencia*: Se compromete la disponibilidad de potencia de un Generador como reserva para ser convocada por el contratante.

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

Dentro de los términos del respectivo contrato deben especificarse:

a) *Duración*: Los contratos se suscribirán por una duración de dos o más períodos semestrales coincidentes con los utilizados en la programación estacional.

b) *Cantidades y modalidad del mismo*: Dependiendo de la forma de consumir la potencia o energía (curva de carga) que posea el comprador, éste podrá contratar una potencia constante todos los días del año, que es lo que sucede generalmente con una industria de proceso continuo o por el contrario como sucede frecuentemente con los distribuidores, podrá pactar según su curva de carga típica.

c) *A que nodo se refiere el precio convenido*: Este se fija en coincidencia con el centro de carga del sistema, es decir, Ezeiza, salvo para contratos de importación y exportación en que se debe definir en el nodo frontera.

d) La forma de repartir el costo de transporte: Habitualmente el generador se hace cargo del transporte hasta el centro de cargas (Ezeiza) y desde ahí hasta el lugar final de consumo se hace cargo del transporte el comprador.

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. También podrán pactar contratos de exportación con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores de otros países pero requieren cumplir las normas que se establecen en el Anexo 30: "Importación y Exportación de Energía Eléctrica" de Los Procedimientos.

Los Cogeneradores también podrán suscribir por sus excedentes Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM o contratos de exportación cumpliendo las normas que se establecen en el Anexo 30: "Importación y exportación de energía eléctrica" de los procedimientos. No podrán suscribir contratos de reserva fría.

Un Autogenerador podrá suscribir Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores del MEM por sus excedentes, o Contratos de Abastecimiento para comprar de un Generador o Comercializador del MEM. No podrá dentro de un mismo período contar con Contratos de Abastecimiento de compra y de venta. Un Autogenerador no podrá suscribir contratos de reserva fría.

Las empresas Generadoras del Estado Nacional y las centrales que comercialice una empresa del Estado Nacional no podrán suscribir contratos. Los contratos serán de conocimiento público y la información requerida para su administración dentro del MEM deberá ser entregada al OED.

La potencia mínima que habilita a un consumidor a contratar libremente su suministro se ha ido reduciendo progresivamente desde la instauración del nuevo funcionamiento del sistema. Los 5 MW exigidos inicialmente se redujeron primero a 1MW, luego a 100 KW y recientemente a 50 KW, siendo intención de las autoridades liberar totalmente el mercado en los próximos años.

Todos los agentes del MEM pagan costos administrativos por intervenir en el mercado en función a su participación en el total de operaciones registradas en el MEM, suma que es destinada a solventar los gastos del organismo encargado del despacho (CAMMESA). El OED tendrá la responsabilidad de administrar dentro del MEM dichos contratos, o sea realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltantes o sobrantes, y entre la potencia comprometida como reserva y la disponible real.

b.1) Importación y exportación de energía eléctrica

Los agentes del MEM pueden firmar contratos de exportación o importación de electricidad con empresas de países limítrofes. Estos contratos, denominados de potencia firme, requieren una autorización de la Secretaría de Energía y una reserva de capacidad de transporte en el vínculo internacional que asegure la viabilidad técnica de los intercambios previstos.

Se considera vínculo internacional de transporte a las instalaciones de transporte (líneas, estaciones transformadoras, estaciones conversoras, entre otras) que aún estando en territorio argentino unen la red de transporte de alta tensión nacional con el sistema eléctrico del país vecino. El nodo en el cual el vínculo internacional se conecta con el SADI se denomina *nodo frontera*. Uno o más agentes

locales con precontratos de importación o exportación pueden actuar como agentes iniciadores para la construcción o ampliación de los vínculos internacionales, denominada ampliación firme por peaje.

Los costos de instalación y operación y mantenimiento de los vínculos internacionales son solventados exclusivamente por los agentes que participan de las transacciones internacionales de electricidad y no afectan a los restantes agentes del MEM, salvo que las usen para conectarse al mercado argentino.

Los distribuidores, grandes usuarios y comercializadores, por su parte, pueden firmar un contrato de importación de potencia firme con un oferente extranjero. Si bien el agente comprador puede comercializar excedentes o faltantes eventuales del contrato en el mercado *spot*, el comprador no puede contratar con una empresa extranjera una cantidad superior a su demanda propia.

Los intercambios internacionales contratados están sujetos a las restricciones de transporte en el SADI y la seguridad en el abastecimiento interno tiene prioridad sobre los contratos de importación/exportación.

a) Mercado spot

Este es un mercado donde se compra y vende energía y potencia eléctrica entre los agentes del MEM, a un precio horario único Precio de Mercado (PM) o *spot* y sancionado en forma horaria. Dicho PM se fija en el centro de carga del sistema, es decir, Ezeiza.

El Precio de Mercado o *spot* es función de un gran número de factores, como son, nivel de la demanda, estado y tipo de generación en servicio y disponible y del estado del transporte.

Al PM lo determina CAMMESA (OED) en forma horaria, realizando corridas de un programa de cálculo, teniendo en cuenta los factores enumerados en el párrafo anterior. Con dicho programa obtiene el denominado Despacho Optimo o Económico por medio del cual quedan las centrales generadoras, ordenadas en forma creciente según sus costos variables de corto plazo (costo variable de generación [\$/Kwh] más el costo del transporte de éste Kwh hasta el centro de carga). A medida que el consumo aumente CAMMESA irá despachando la central más barata de las que esté en condiciones de entrar en servicio. Inmediatamente entra en servicio esa central pasa a ser la más cara de las que se encuentra en generación y su costo marginal en el centro de carga es el precio *spot* del sistema para ese momento.

El costo variable de corto plazo 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.

Para cualquier otro nodo el precio de la energía variará debido a que las pérdidas para su suministro también variarán en función de su ubicación física dentro de la red de transporte. Por lo tanto para cada nodo de la red queda definido un precio de la energía, denominado Precio de Nodo (PN).

Definido el Precio de Mercado (PM) es posible relacionar a éste con el precio de la energía en un nodo genérico "i" adicionándole al Precio de Mercado el costo de las pérdidas por "traslado" de la unidad de energía hasta el nodo "i". El factor que se utiliza para realizar este traslado es el denominado Factor de Nodo y su desarrollo se puede ver en el Anexo I.

$$PN_i = PM \times F_n$$

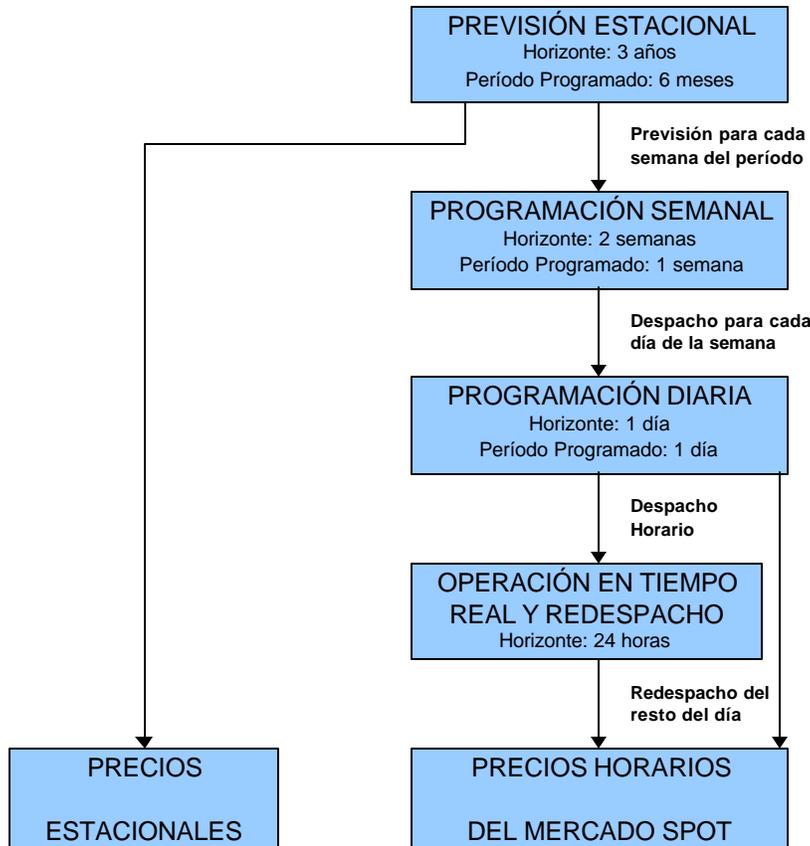
Lo mismo sucede con el precio de la potencia. Definido el precio de la potencia en el nodo Mercado el precio en cada nodo se determina afectando dicho precio por un factor representativo de la calidad de su vinculación con el mercado, denominado Factor de Adaptación y su desarrollo también se encuentra en el Anexo II.

$$PPOT_i = PPOT_m \times Fa_i$$

En el Anexo III se presenta la metodología utilizada para el cálculo del precio de mercado y el costo marginal de centrales.

La determinación final y horaria del precio y despacho se crea a partir de sucesivas modelizaciones, que comienzan con la programación estacional y reprogramación trimestral, luego una semanal y con posterioridad una diaria que simula lo que sucederá en el día posterior. Esta secuencia se representa en el Esquema 2, a continuación.

Esquema 2. Determinación del precio *spot* y estacional

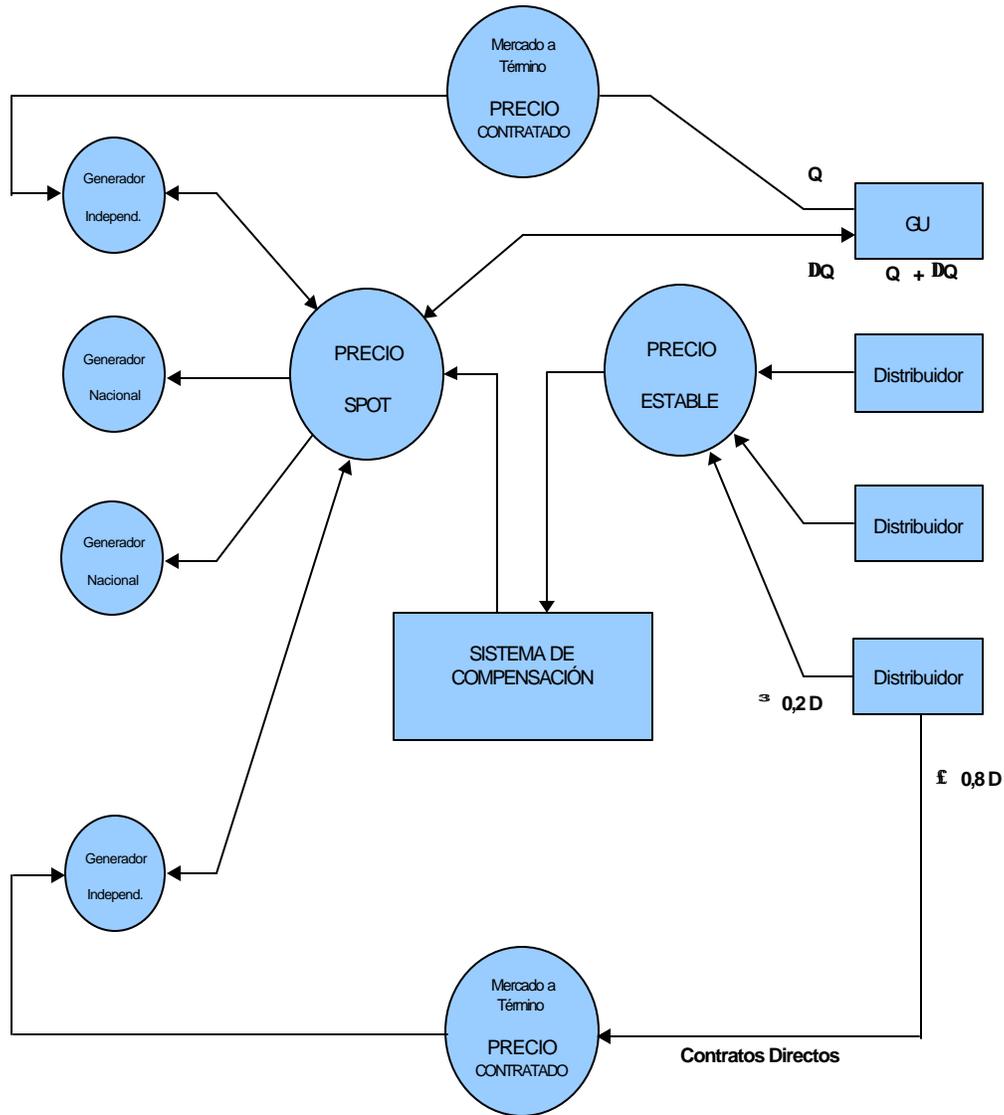


En el mercado *spot* pueden comprar los distribuidores y los compradores eventuales. Genéricamente los eventuales son todos aquellos que demandan en el mercado *spot* los faltantes de sus contratos, ya sean generadores, cuya generación propia no cubre la totalidad de sus ventas por contrato o grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado, o autogeneradores que no cubren su demanda propia. Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado *spot* al precio horario de su nodo de conexión al SADI. Los distribuidores no compran sus diferencias directamente en el *spot* sino al precio estable que se obtiene de la programación trimestral.

Toda diferencia entre este precio estable trimestral y el real *spot* lo absorbe un sistema de compensación “Fondo de Estabilización” que permite asegurar el pago normal a los oferentes.

En el Esquema 3 se representan las relaciones existentes entre los actores del MEM y su forma de comercializar su energía y potencia en el mismo.

Esquema 3. Comercialización dentro del MEM



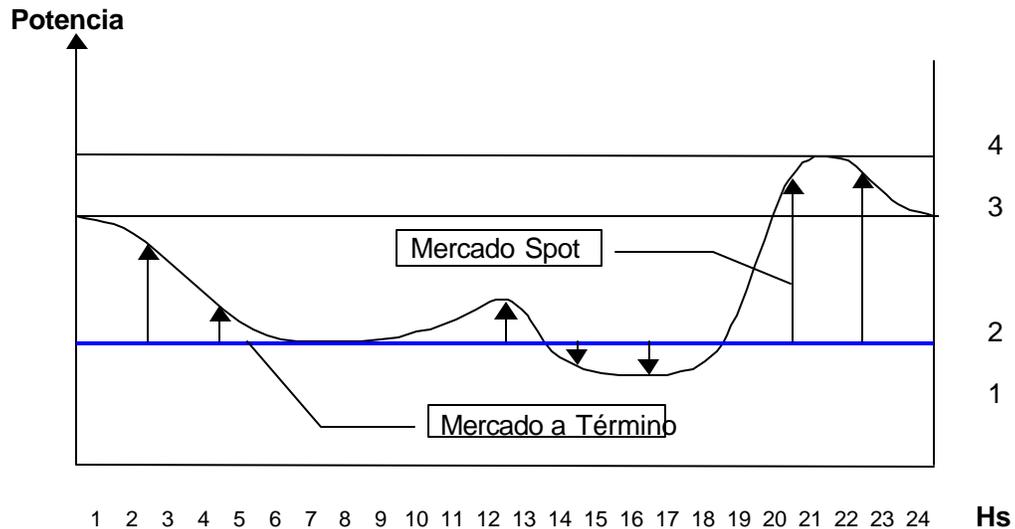
Tanto los GUMA ó GUME como los distribuidores comprarán gran parte de su energía y potencia en el mercado a término, acordando con un generador cantidades, formas y precios. Toda la diferencia entre lo contratado y lo realmente consumido lo comprarán o venderán, en el mercado *spot* y como éste precio varía en forma horaria podrá ser mayor ó menor que el convenido en el mercado a Término.

En el Gráfico 6 se presenta una curva de carga típica de un consumidor final, ya sea un GUMA, GUME o distribuidor. Dicha curva representa la demanda horaria real del mismo durante un día. La recta 2 muestra un posible nivel de potencia constante comprada en el mercado a Término. En determinados lugares de la curva observamos que los niveles de potencia no coinciden con lo efectivamente comprado en el mercado a término.

Las flechas ascendentes muestran momentos en los cuales la potencia requerida excede lo efectivamente contratado; esta diferencia será comprada en el

mercado *spot*. Del mismo modo las flechas descendentes muestran la situación inversa en los cuales hay un consumo menor a lo contratado y la diferencia se vende en el mercado *spot*.

Gráfico 6. Curva de Carga Típica



3.4.2 Las actividades reguladas - Generación, Transporte y Distribución

3.4.2.1 Generación

El ingreso y egreso de esta actividad son totalmente libres, solamente es necesario cumplir requisitos de avisos anticipados ante las autoridades nacionales.

Ninguna empresa de generación podrá ser propietaria o accionista mayoritario de una empresa transportista. No obstante el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) podrá autorizar a un generador a construir bajo su exclusivo costo y para su propia necesidad una red de transporte.

Esta actividad no reviste carácter monopólico, por lo que bien podría decirse que no se justifica la existencia de la regulación en generación. Sin embargo, existen al menos tres cuestiones por las cuales requiere la injerencia de la autoridad regulatoria:

- a. El ajuste perfecto e instantáneo entre oferta y demanda requiere coordinación física de despacho.
- b. Los generadores hacen uso conjunto de una red común y se debe coordinar su accionar para satisfacer los requerimientos de minimización global del costo de producción.
- c. La explotación de recursos hidroeléctricos requiere coordinación y control debido a los usos alternativos del agua.

La generación térmica convencional está prácticamente libre de regulación. No hay barreras a la entrada, es decir, cualquier firma puede iniciarse en esta actividad con solo operar y mantener sus instalaciones en forma que no constituyan un riesgo

para la seguridad pública. El costo operativo de una máquina térmica se calcula con su precio de referencia de combustible en la central.

El Costo Operativo de una máquina hidráulica se calcula con el nivel en el embalse y el valor del agua calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) con los modelos de optimización vigentes.

La generación hidroeléctrica requiere un tratamiento distinto a la generación térmica ya que su combustible (el agua) posee usos alternativos que compiten con el de generación de energía eléctrica. Tales usos alternativos tienen efectos beneficiosos, como ser, riego, manejo de caudales, recreación, vías de comunicación y turismo pero también perniciosos, tales como, inundación de territorios y alteraciones al medio ambiente. Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública se requiere concesión del PEN toda vez que la potencia nominal a instalar supere los 500 Kw.

El hecho 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.

Los consumidores y distribuidores deben pagar por otros servicios prestados por los generadores al sistema, que se consideran servicios asociados a la potencia, como ser la regulación de frecuencia, los costos asociados al arranque y parada de máquinas; el sobre costo de las máquinas de operación forzada (sólo en el área que crea la obligación de operar máquinas no competitivas); el sobre costo de mantener operando máquinas TV en la base cuando son requeridas sólo en la punta del diagrama; entre otros.

3.4.2.2 La actividad de transporte

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. La clave del esquema propuesto para el transporte yace en la definición de acceso abierto de la red, con la consecuente obligación de transportar por parte del propietario o concesionario de la línea.

La actividad de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión entre las distintas regiones eléctricas del MEM es un servicio público dado en concesión a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en alta tensión TRANSENER S.A. en los términos de la Ley N° 24.065. El transporte está sujeto a tarifas reguladas y a obligaciones de calidad, y no puede dedicarse ni a la compra ni a la venta de energía eléctrica.

La necesidad de que el sistema envíe las señales de precio correctas a distribuidores, generadores y grandes usuarios requiere que el transporte sea remunerado de acuerdo a criterios de costos marginales, estableciendo precios nodales basados en la asignación de costos a tres parámetros básicos;

- Remuneración por Conexión.
Son los ingresos que percibe Transener por operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación con usuarios directos u otros transportistas.
- Remuneración por Capacidad de Transporte.
Son los ingresos que percibe Transener por operar y mantener el equipamiento de transporte entre los distintos puntos del sistema.
- Remuneración por Energía Eléctrica Transportada.
La Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) será la suma de la Recaudación Variable por Transporte de Energía (RVTE) más la Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP).

$$RVT = RVTE + RVTP$$

Estos factores son el reflejo del componente de costos debido a las pérdidas eléctricas en las líneas más los sobrecostos que generan las restricciones a la capacidad. La señal perversa que no da incentivos para la mejora de la calidad del vínculo, dada por el hecho de remunerar en forma proporcional a las pérdidas, fue entonces compensada con obligaciones de prestación de servicio en condiciones mínimas de calidad sujeta a penalidades. El detalle de la forma en que se calcula la remuneración variable al transporte se presenta en el Anexo V.

El OED es el responsable de efectuar los cálculos para determinar las remuneraciones y cargos correspondientes. A su vez, por cuenta y orden de los agentes, debe realizar la facturación, la cobranza, las respectivas acreditaciones, y la administración de la cuenta de apartamientos del transporte. Las ampliaciones al Sistema de Transporte existente serán realizadas por Transportistas Independientes.

De acuerdo con las normas regulatorias, los actores que desempeñan la función de transporte no pueden realizar transacciones de compra o venta de energía, debiendo dar un trato equitativo y transparente a todos los actores que canalizan sus ofertas y/o demandas a través de las redes correspondientes. TRANSENER opera cerca de 7.000 km de líneas de 500 kV y alrededor de 500 km de líneas en 220 kV, junto con el correspondiente equipamiento auxiliar y de las respectivas estaciones transformadoras.

Por otra parte, con las redes y el equipamiento utilizados para la transmisión al interior de cada región, que no perteneciera al ámbito provincial, se formaron unidades de distribución troncal y se concesionaron a transportistas regionales para prestar el servicio a todos los agentes de las correspondientes regiones. Dependiendo de la región que se trate, puede existir solapamiento entre las tensiones manejadas por los transportistas regionales y el nacional.

Además de TRANSENER y las distribuidoras troncales, otros actores del sistema (generadores, distribuidores, grandes usuarios) pueden realizar lo que se denomina Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte.

Puesto que los transportistas (TRANSENER y la Distribuidoras Troncales) recibieron la concesión de instalaciones existentes, la normativa regulatoria dispone que la remuneración que retribuye los servicios prestados por estos actores está dirigida a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, con un margen razonable de ganancia empresarial.

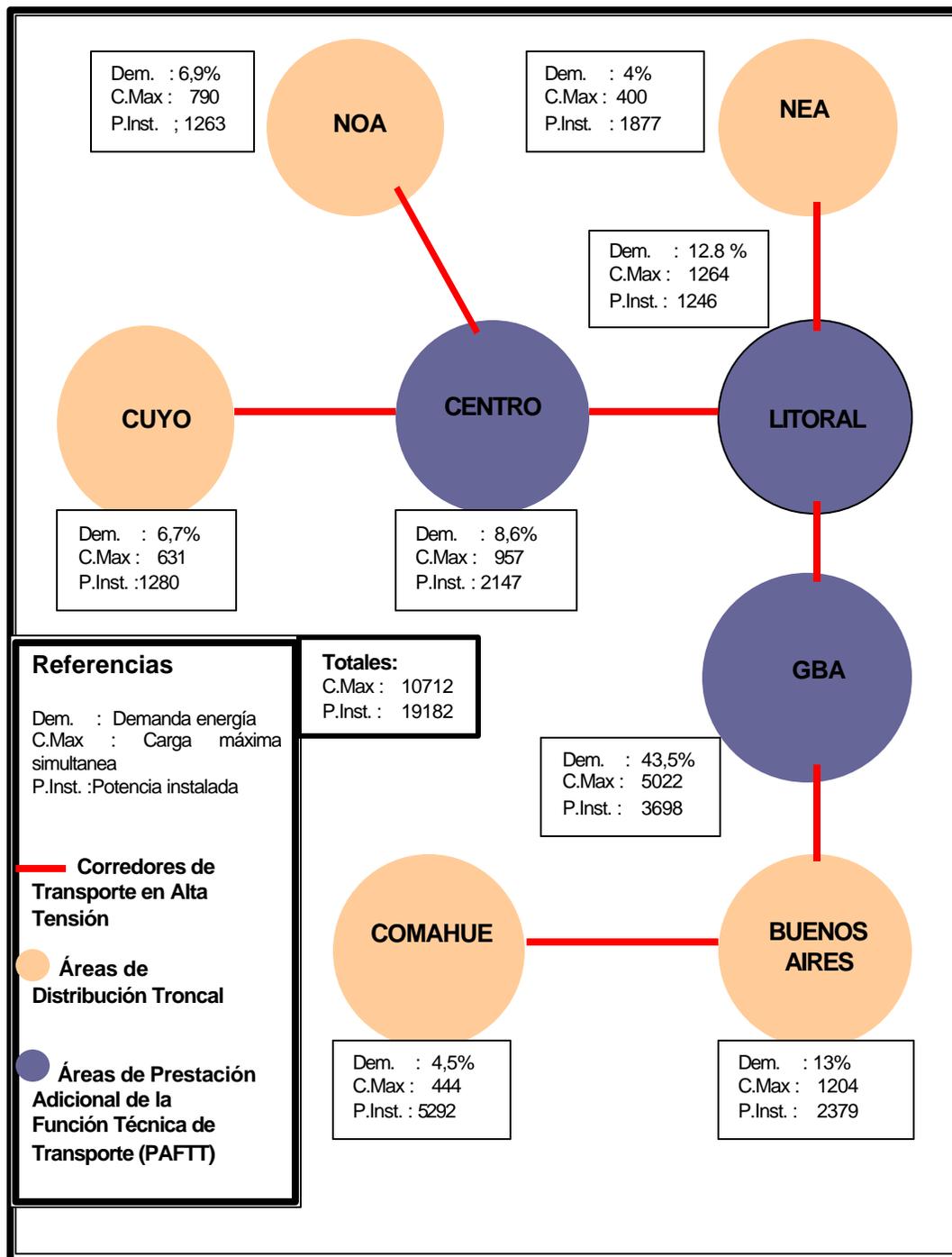
Los costos de transporte para cada agente dependen de su forma de vinculación a la red pública. En el caso extremo de un gran usuario conectado a la red de distribución, debe acumular los pagos al transportista de la red de alta tensión, al transportista regional y el peaje al distribuidor por el uso de sus instalaciones.

Toda vez que una línea o equipo de conexión o transformación 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 transporte.

Los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos ampliaciones mayores de la red. A pesar de ello, TRANSENER es responsable de la realización de estudios prospectivos de la red de transporte a fin de anticipar eventuales problemas en la operación futura de la red.

Cada ampliación del sistema de transporte puede dar origen a la aparición de un transportista independiente, encargado de la construcción y operación de las nuevas instalaciones, aunque bajo la supervisión técnica del concesionario de la red de transporte, a quien le debe remunerar dicha supervisión. El Esquema 4 resume las principales redes de transporte actualmente en el SADI y sus cargas y demandas respectivas.

Esquema 4. El sistema de transporte y las regiones eléctricas del MEM



Fuente: Pistonesi (2000) sobre la base de datos de CAMMESA

Todos los agentes identificados como beneficiarios están obligados a pagar el canon de amortización durante un período de 15 años, en proporción directa a su participación en los “beneficios”.

3.4.2.3 La actividad de distribución

La distribución es la actividad de la cadena eléctrica que presenta mayor diversidad de situaciones, ya sea porque el proceso de reorganización institucional y de privatización en el ámbito de las provincias fue mucho más lento, o debido a la composición y densidad de los mercados locales. En algunas provincias la mayor parte de la distribución está a cargo de empresas cooperativas.

Las reformas en el ámbito de la distribución comprendieron principalmente tres aspectos centrales:

- En primer término la antigua SEGBA fue dividida horizontalmente en tres prestadoras EDENOR, EDESUR y EDELAP lo que permite cierto grado de competencia por comparación.
- En segundo lugar, el sistema de incentivos y penalidades está diseñado de forma tal que simule lo mejor posible situaciones competitivas en la prestación del servicio.
- Finalmente y quizás el más importante, los grandes usuarios que antes eran cautivos, ahora pueden optar entre comprar al mismo distribuidor o hacerlo a través de proveedores alternativos que sean agentes del MEM, sean éstos generadores o cualquier otro agente que desee vender excedentes.

Las empresas distribuidoras son los únicos actores del sistema de abastecimiento a los que la normativa regulatoria le fija la obligación de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área. Dicha disposición las incentiva a buscar los mecanismos para asegurarse el abastecimiento, llegando incluso a interesar a inversores en el ámbito de la generación para instalar centrales por medio de contratos de compra de la energía y potencia requeridas.

A diferencia de los transportistas, que están obligados a mantener la disponibilidad de sus equipos, los distribuidores deben responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes, cualquiera sea la causa que los haya originado. Si las interrupciones de suministro reducen la calidad del servicio prestado por debajo de los límites mínimos fijados en sus contratos de concesión, los distribuidores son sancionados económicamente, al margen de que sus instalaciones hayan estado disponibles y los cortes obedezcan a déficit de generación o a fallas en el sistema de transporte.

La legislación establece que las tarifas cobradas a los consumidores finales deben cubrir la totalidad de los costos del distribuidor. En tal sentido, corresponde el *pass through* de los costos originados en los segmentos anteriores de la cadena (compra de la energía y pago del transporte), pero los costos que resultan específicamente en la actividad de distribución deben estar ajustados a condiciones de eficiencia.

Es por ello que el margen bruto de distribución (entre el precio de compra, incluyendo el transporte, y el ingreso medio de venta), así como el cuadro tarifario está sujeto a revisión y aprobación del ente regulador (ENRE) cada cinco años. En el transcurso de cada período tarifario, se practican ajustes a las tarifas en función de las distintas componentes del costo. Los costos de compra se ajustan cada trimestre sobre base de los cambios en el precio *spot* estacional del mercado mayorista y los costos de distribución se ajustan con el índice de precios de Estados Unidos.

Todo cliente del área de concesión de un distribuidor que tenga la condición de gran usuario y que opte por contratar su abastecimiento con un generador o comercializador del MEM para hacer efectivo el suministro, debe pagarle un peaje al distribuidor en concepto de la prestación de la función técnica de transporte, por el uso de las instalaciones, cuyo valor depende del nivel de tensión al cual se conecta a la red. Los grandes usuarios que contraten una potencia inferior a 100 kW (GUME y

GUPA) deben adicionar al costo del peaje un cargo por los servicios administrativos y técnicos de los contratos, a los que se hace acreedor el distribuidor del área.

4. LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE REFORMA AL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN

Esta sección desarrollará los resultados inducidos en el mercado eléctrico argentino luego del proceso de privatización y desregulación del sector presentado en las secciones anteriores. Básicamente se contempla el seguimiento temporal de indicadores de eficiencia y costos, a fin de sintetizar los resultados que este complejo e inédito proceso tuvieron sobre el mercado.

A tal fin, se examinarán primero las cuestiones vinculadas con el comportamiento del mercado mayorista, atendiendo especialmente a las decisiones de inversión en generación y el uso de los recursos energéticos, al grado de competencia en dicho mercado, a la evolución del precio y a la expansión del transporte. A continuación se examinan algunos aspectos relacionados con los mercados de distribución, centrando la atención en dos temas: la evolución de la estructura y el nivel de las tarifas y la calidad del servicio. Con relación a esto último el análisis se limitará al episodio del importante y prolongado corte de los servicios en el área de concesión de EDESUR S.A.

4.1 El desempeño del mercado mayorista

Siguiendo las alternativas de la actividad económica global, la demanda de energía en el ámbito de MEM se expandió en más de un 44% durante el período 1992-1998 (es decir, a una tasa anual media de 6,3%). La potencia instalada durante el mismo período tuvo una variación porcentual total muy semejante. Sin embargo, la indisponibilidad térmica en 1998 representó menos de la mitad del alto nivel que se registró en 1992 (más del 50%).

Por tanto, teniendo en cuenta la envergadura del parque térmico convencional (49,6 del total de la potencia instalada al 31/12/1998), esa similitud de variaciones parece indicar que el equipamiento se expandió con holgura respecto de los requerimientos derivados de la demanda en el ámbito del SADI. La sola inclusión de la central hidroeléctrica de Yacyretá representó un 9% del total de la potencia instalada.

Esa presunción se ve confirmada cuando se compara el total de la potencia instalada por generadores, autogeneradores y cogeneradores del MEM (19.181 MW al 31/12/1998) frente a la demanda máxima simultánea (10.712 MW) correspondiente a 1998, tal como se desprende del Gráfico 3.3.

A este respecto es importante aclarar que, a pesar de la precaria situación de abastecimiento que presentaba el sistema en 1992, estaba previsto que con el ingreso de las centrales que se encontraban en construcción, sobre la base de inversión pública, el abastecimiento se encontraría garantizado casi hasta fines de la década. Sin embargo, además de la inmediata entrada de Piedra del Águila (1400 MW) y el progresivo ingreso de las turbinas de Yacyretá (1710 MW hasta fines de 1998), los nuevos actores privados instalaron, entre 1992 y 1998, centrales térmicas por un total de alrededor de 2600 MW. De este modo, hacia fines de 1998, la reserva se ubicaba por encima del 44%.

Este comportamiento de los actores privados se debió a dos motivaciones fundamentales. Por una parte, la inversión fue un instrumento de la competencia en el mercado de generación, tal como se discutirá en la próxima sección. Por otra, más recientemente, la posibilidad de exportar al sur de Brasil se convirtió en un motivo adicional para la inversión en nuevas centrales.

4.1.1 La competencia en mercado mayorista

Tal como comenta Pistonesi (2000) *“No cabe duda que la orientación dada al proceso de reforma del sistema eléctrico argentino se propuso introducir la competencia en el mercado mayorista. La desintegración vertical efectiva (con incompatibilidad de funciones) y la fuerte fragmentación de la generación, junto con la partición en tres áreas del principal mercado de distribución y el establecimiento en condiciones transparentes del principio de libre acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, constituyen una prueba de ello.”*, y prosigue *“ A ese respecto podría afirmarse que la experiencia argentina es uno de los casos que más se aproxima al conocido esquema teórico que orienta la construcción de ámbitos competitivos de mercado en las industrias de red, caracterizada por la fuerte presencia de costos hundidos”*³.

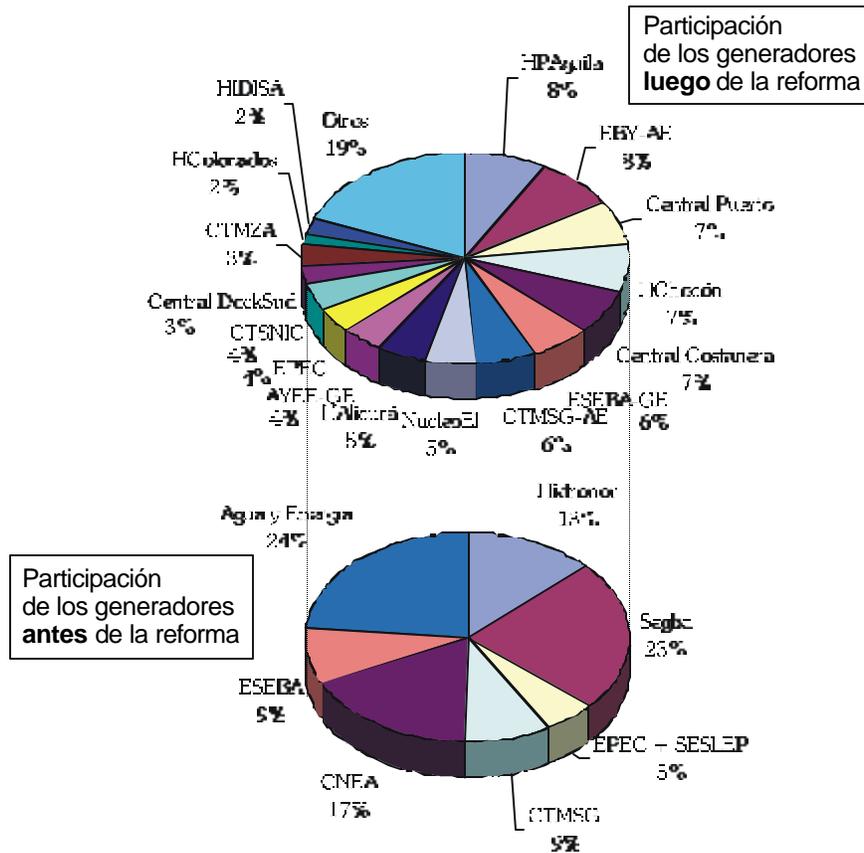
Nuevamente aquí cabe aquí observar el saldo acreedor de este proceso de reforma, aún comparándolo con otras experiencias internacionales, las cuales en muchos casos resultaron menos osadas en sus alcances y resultados en comparación con las encaradas por las autoridades argentinas (véase ENRE, 1995)

A modo de ejemplo, puede observarse el Gráfico 7. Allí se aprecia como ha aumentado el número de generadores que proveen al Sistema Interconectado nacional en una comparación punta a punta de casi 10 años. Recuérdese que por las pautas regulatorias los transportistas y distribuidores están obligados a aceptar la producción de cada uno de los generadores.

Hacia 1998 el 22,7% del total de la demanda neta de energía correspondía a los grandes usuarios, constituyendo así una significativa porción del mercado que está siendo disputada a través del mercado comercial. Tal como se ha expresado, el incremento en el número de generadores se debió al dinámico proceso de inversión en nuevas centrales térmicas, utilizando tecnologías que incorporan los últimos avances tecnológicos, ya sean turbinas de gas a ciclo abierto o ciclos combinados.

³ Véase el Apéndice V dedicado a los Mercados disputables y regulación al final de este informe.

Gráfico 7. Composición de los generadores. Pre y post reforma

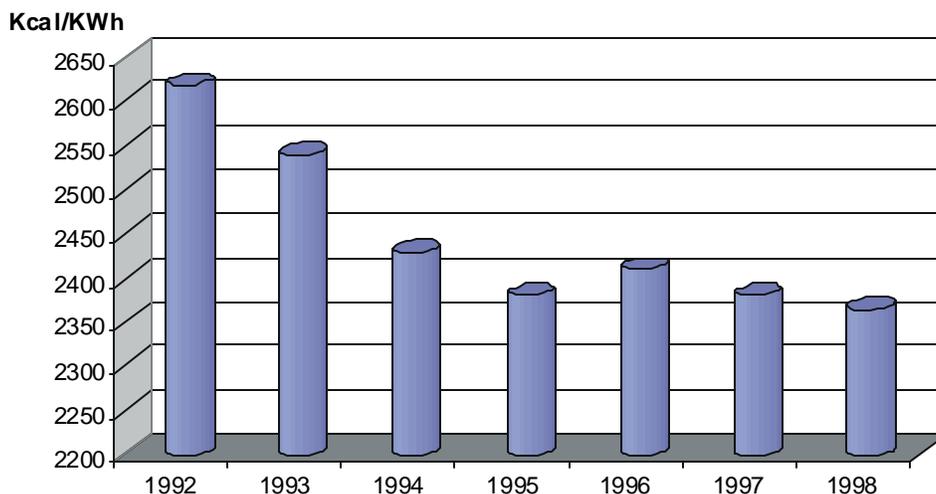


Fuente: elaboración propia sobre la base de datos del ENRE

Estas inversiones, dirigidas a obtener beneficios a corto plazo, primando de ese modo la baja intensidad y la rápida recuperación del capital, implicaron una competencia creciente en el mercado de mayorista, en el segmento de la generación térmica. Debe destacarse que esta competitividad entre los generadores térmicos está relacionada con las condiciones en que éstos pudieran acordar sus contratos de provisión de gas natural. Es por ello que algunos de los actores, cuya actividad principal está vinculada con la producción de petróleo y gas natural, aprovecharon esta condición para realizar una integración vertical con generadores eléctricos a fin de aprovechar escalas de producción. De este modo, emergieron en cantidad y calidad pequeños operadores del mercado cuyo único capital correspondía a centrales de turbinas a gas (en muchos casos adquiridas a ex países de la órbita soviética) los cuales pasaron a integrar el mercado de la reserva fría del sistema de interconexión argentino. En esa rama del sistema se produjo rápidamente una sobreoferta de energía. Más adelante volveremos sobre este tema.

Sin embargo, la tecnología en general aplicada a los nuevos generadores térmicos fue mucho más eficiente en el uso de los recursos con respecto al parque existente en el país. Así lo demuestra la evolución de los consumos específicos de las centrales operando en el SADI, datos que se aprecian en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Evolución de los consumos específicos del parque térmico del MEM



Fuente: CAMMESA Informe Anual 1998

Esta dinámica en el mercado produjo una fuerte competencia entre las empresas petroleras, las que vieron como negocio el proveer energía a un mercado en expansión provocaron. Ello provocó un exceso de inversión en el sector con la consiguiente baja sostenida de los precios de la energía. Este exceso de equipamiento hace que las generadoras térmicas enfoquen sus objetivos a la provisión de energía a Brasil, país que basa su provisión de manera muy sensible en los generadores hidráulicos. Estos dependen del clima y del caudal de los ríos, por lo que durante shocks climáticos deben abastecerse de otros generadores. En ese sentido el mercado del cordón industrial de centro y sur de Brasil posee una demanda agregada cuatro veces superior a la de todo el mercado argentino.

Como recalca Pistonesi (2000), a pesar de las reformas a las regulaciones del estado brasileño en materia de importación de energía, quedan escollos tecnológicos por superar, como por ejemplo distribuidores de escasa potencia para el transporte de energía entre ambas economías y problemas de frecuencias eléctricas disímiles entre ambos sistemas interconectados. No obstante, ya se han firmado contratos para la exportación de 1.000 MW de potencia firme, que podría ampliarse a 2.000 MW en el futuro próximo. La ampliación de este mercado, además de frenar la tendencia hacia la baja de los precios, constituye una oportunidad para el sostenimiento de la actividad de inversión en generación y para la ampliación indirecta del mercado local del gas natural.

Pero, por otra parte, el fortalecimiento del vínculo físico con el sistema brasileño podría también dar lugar a la importación de los potenciales excedentes de energía secundaria, generados por aportes hidráulicos abundantes en las cuencas del Centro-Sudeste de ese país, lo que daría lugar a bajas significativas de precios en el sistema argentino y a una mayor volatilidad de los mismos. Debe destacarse que el sistema brasileño es abastecido casi totalmente con generación hidroeléctrica y, por tanto, la oferta está sujeta a la distribución de caudales. La determinación de las necesidades de expansión de la capacidad de generación se hace asumiendo una garantía de suministro del 95%. Esto significa que el 5% del tiempo podría comprometerse el suministro por falta de agua en los embalses, pero el 95% restante puede esperarse un exceso de capacidad sin mercado propio para colocar la oferta excedente. Esta energía, cuya magnitud depende de las condiciones hidrológicas de

cada año particular, se denomina energía secundaria. El valor económico de esta energía secundaria, en términos de su costo marginal de generación, es nulo ya que corresponde a situación de vertimiento. Por tanto, el precio al cual se ofrecería en el mercado argentino como importación contingente podría ser muy bajo, con la condición de que cubra los costos de transporte. Claro está que "la frecuencia de estos ciclos de alzas y bajas en el mercado *spot*, así como su amplitud, dependerá fundamentalmente de la situación futura del sistema brasileño y de la capacidad de transporte del vínculo internacional.

Por otra parte, en las épocas de alta hidraulicidad en aquel país los contratos de exportación podrían no ser de gran ayuda para el sobreequipamiento, en relación con la demanda en mercado local, ya que la potencia contratada puede no ser convocada por los clientes brasileños.

CAMMESA (1998b), por su parte, trabaja con proyecciones hacia el año 2006 que analizan las posibles alternativas de exportación de energía al Brasil. Estos escenarios contemplan exportaciones del orden de los 2.500 MW a los 3.500 MW.

4.1.2 La reforma y su influencia en la evolución de los precios mayoristas

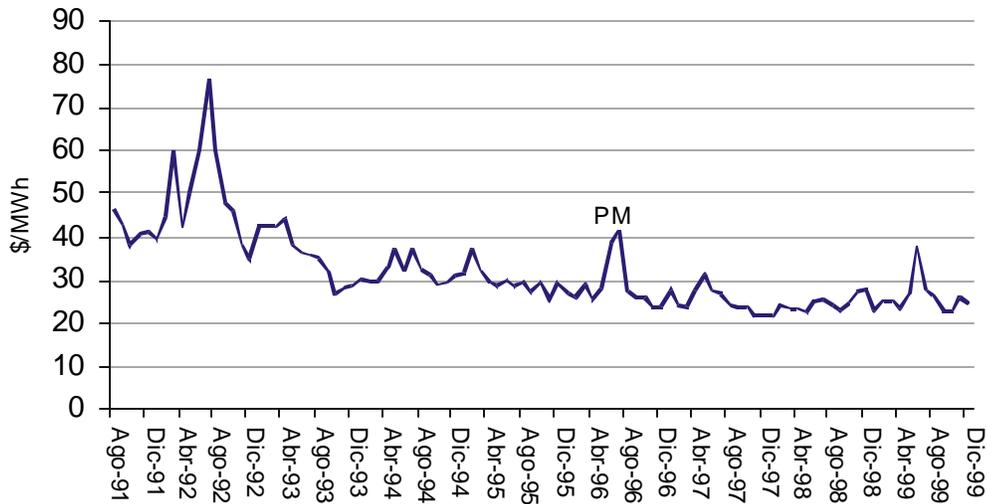
La sostenida tendencia decreciente de los precios en el mercado mayorista se exhibe como uno de los mayores éxitos de la reforma en el sistema eléctrico, junto con el mencionado dinamismo en el proceso de inversión, que en cierta ha sido una de las causantes de ese comportamiento de los precios.

En efecto, tal como se observa en el Gráfico 9, el precio *spot* en el Mercado Eléctrico Mayorista muestra, en el período 1991-1998, una tendencia que implica una reducción de más del 50%. Dicha disminución puede corresponder tanto a cuestiones específicas de la desregulación (mayor competencia) como a la maduración de ciertas inversiones del estado argentino que lograron aumentar la oferta a precios menores de energía (entrada de Piedra del Águila y Yaciretá en el sistema).

Debe destacarse dos circunstancias particulares que provocaron esta tendencia negativa en los precios de la electricidad. En primer lugar, hacia 1992 fue un año con problemas en las centrales hidroeléctricas por los bajos aportes de caudales mientras que al mismo tiempo las restricciones financieras imperantes hacían poco operativas muchas de las centrales térmicas. Es decir, los datos parten de una situación de precios inflada por circunstancias coyunturales particulares.

La entrada de la central hidroeléctrica de Piedra del Águila (1.400 MW) hacia fines de 1992, la rápida disminución de la indisponibilidad térmica y la mejora de las condiciones de generación hidráulica, provocaron el rápido descenso del nivel de precios. Tal como puede apreciarse a partir del Gráfico 10, la participación de la generación hidráulica se incrementó significativamente entre 1992 y 1994, pasando de 34,6% a 42,6%. Para apreciar el efecto de la entrada de Piedra del Águila y del progresivo ingreso de las turbinas de Yaciretá, baste indicar que ya en 1995, el conjunto ambas centrales representaba un 16,5% de la generación total del MEM.

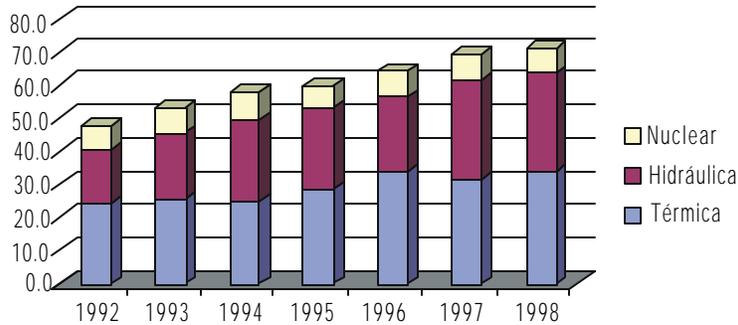
Gráfico 9. Evolución del precio monómico en el MEM



Fuente: CAMMESA, Informe Anual 1998 e Informe mensual diciembre 1999.

Como destaca Pistonesi (2000, pág. 37), la intensificación de la competencia en la generación y de la incidencia de la misma sobre el nivel del precio *spot* se produce a partir de 1995, sobre todo porque el aporte de Yacretá más que se triplicó entre 1995 y 1998, alcanzado en este último año una participación del 16% sobre la generación total y cerca del 40% de la porción hidráulica, aunque debe aclararse que esta última se vio menguada por la disminución del aporte de los embalses del Comahue y, en menor medida, de Salto Grande.

Gráfico 10. Generación por tipo en el MEM



Fuente: CAMMESA (1998). Informe Anual

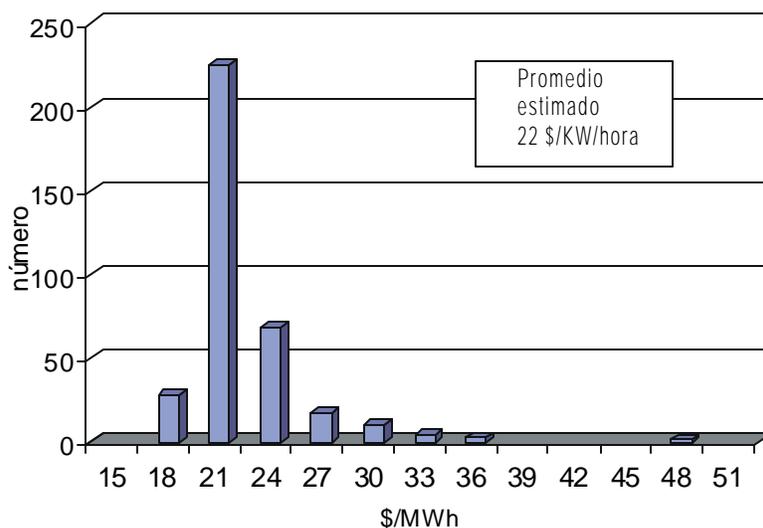
El precio de la energía (como componente del precio monómico) parece haber alcanzado un punto cercano a su mínimo en enero de 1998 (21,49 \$/MWh), ya que por debajo de ese nivel las centrales térmicas están en el límite de cobertura de sus costos operativos. De hecho, la progresiva disminución de los aportes hidráulicos, fue produciendo un incremento en los precios de la energía, hasta alcanzar el pico que se observa hacia agosto de 1999.

Debe destacarse que la principal ventaja que gozan las nuevas centrales térmicas con respecto a las más antiguas es debida principalmente al abastecimiento de gas natural barato sin restricciones estacionales, más que a una mayor eficiencia productiva.

No cabe duda que el factor preponderante en la baja del precio ha sido la entrada de las importantes centrales hidráulicas planificadas con anterioridad a la reforma y ejecutadas con fondos públicos. Por supuesto, esto no implica negar la gran importancia de la competencia en este mercado. Mantener los actuales niveles de competencia en el mercado hacia el futuro incidirá decisivamente para mantener el precio del mercado *spot* en niveles similares a los promedios registrados en los últimos años.

En lo que se refiere al mercado a término, en general, los precios de contratos se mantienen apegados a la evolución del precio del mercado *spot*. Salvo en el caso de las dos distribuidoras metropolitanas y de algunas otras que promovieron la instalación de centrales por medio de contratos previamente pactados, la tendencia decreciente que se observa en el precio del mercado *spot* hace que los distribuidores se vean poco inclinados hacia la contratación a precios fijos. En efecto, si se excluyen las distribuidoras del área metropolitana, la porción comprada en el mercado *spot* (a precio estacional) por las restantes representa más de 83% de total de las compras netas.

Gráfico 11. Distribución del número de contratos por rango de precio monómico entre los Grandes Usuarios del MEM.



Hasta diciembre de 1999. Fuente: Pistonesi (2000).

Esta estrategia de comprar la mayor parte de su demanda en el mercado *spot* le permite a los **distribuidores** minimizar el nivel de riesgo ya que, como se ha expresado más arriba, los ajustes del *pass through* se realizan sobre base del nivel estacional del mercado *spot*. Claro está que este comportamiento cambiaría en un contexto donde primaran las expectativas de una reversión sostenida en la tendencia del precio del mercado *spot*. En tal caso, los distribuidores estarían muy predispuestos a celebrar contratos a precios fijos ya que, debido también a ese mecanismo de ajuste, obtendrían beneficios económicos adicionales.

En lo que se refiere a los **grandes usuarios** cuyas compras se dirigen esencialmente al mercado a término, tal como se desprende del Gráfico 11, los rangos de precios con mayor nivel de frecuencia se ubican en los intervalos 19,5-22,5 \$/MWh

y 22,5-25,5 \$MWh, siendo el precio promedio estimado del conjunto de todos los contratos 22,5 \$/MWh. Este valor se compara con el promedio del precio monómico en el mercado *spot* que para 1999 fue de 23,7, de acuerdo con las cifras preliminares. Es decir que la diferencia no supera el 5% del nivel de este último precio.

4.1.3 Algunos inconvenientes con la expansión del transporte

En el Esquema 4 se indica la potencia instalada y la carga máxima simultánea en las 8 regiones eléctricas del SADI. Tal como puede observarse existe una fuerte concentración de la demanda en la región Centro-Este del país (Gran Buenos Aires, Litoral, Buenos Aires), alcanzado a un 70% del total, mientras que se observan fuertes excedentes en las regiones periféricas de Comahue y Noreste (NEA).

En el caso del Comahue se da la coincidencia de ser una de las zonas de mayor oferta hidroeléctrica, sobre la base de grandes centrales de embalse, con una abundante disponibilidad de gas natural (principal zona productora). Por tanto las centrales eléctricas ubicadas en esa región presentan una alta competitividad dentro del mercado mayorista eléctrico.

Con el ingreso de Yacretá la región NEA pasó de ser importadora neta a poseer un excedente, basado en generación hidroeléctrica de pasada. Por tanto la oferta de esta región presenta también una alta competitividad.

En el caso de la región del Noroeste (NOA) el creciente excedente tiene una naturaleza diferente. El mismo se origina en la instalación reciente de centrales térmicas, aprovechando la disponibilidad del gas a partir del Gasoducto del Norte. En los últimos años, en esta región se han incrementado sensiblemente las reservas comprobadas de gas natural.

En cambio, la competitividad de la oferta eléctrica de la región del Centro, a pesar de albergar a una de las dos centrales nucleares, resulta menor debido a que el resto de la potencia instalada se concentra en una central de bombeo y centrales de turbinas a gas construidas con anterioridad a la aparición de las últimas tecnologías.

De este modo, debido a la concentración de la demanda y a la dispersión de los excedentes que presentan mayor competitividad, la red de transporte resulta un elemento crítico para la confiabilidad del abastecimiento. Por supuesto, y tal como se ha expresado, la disponibilidad de la red de transporte es también crucial para una efectiva competencia en el mercado de generación.

Tal como se ha dicho en una sección anterior, la regulación vigente ha establecido un mecanismo sumamente complejo para la concreción de las ampliaciones del transporte. La iniciativa para tales ampliaciones no puede partir de TRANSENER, concesionario de las redes de alta tensión preexistentes. Debe surgir de actores (normalmente generadores) interesados y, una vez realizado el proyecto y superada la auditoría técnica, se requiere la aprobación por parte de todos los "beneficiarios" eléctricos (calificación que no siempre se corresponde con los beneficios económicos) en audiencia pública llevada a cabo por el ENRE. A su vez, el ente regulador debe realizar una evaluación social del proyecto de inversión. Una vez completados exitosamente estos pasos, los interesados llaman a licitación la construcción de la obra, que puede ser realizada bajo diferentes modalidades. Si más de un 30% de los "beneficiarios" se opone al proyecto, la línea no se construye. Este complicado mecanismo, pretende prevenir contra un sobreequipamiento en el transporte que luego deberán sufragar los consumidores en su mayor parte.

Sin embargo, en la práctica ese mecanismo ha demostrado ser muy poco operativo, dando lugar a problemas que, en última instancia ha implicado una ineficiente asignación de los recursos que puede resultar mucho más onerosa que el eventual sobreequipamiento resultante de mecanismos más centralizados.

De acuerdo con los mecanismos previstos en la regulación para la ampliación de la red de transporte se requiere que la iniciativa sea tomada por el operador de la

central, ya que sería el principal usuario. Hasta el momento, ninguna iniciativa de este tipo se ha hecho pública

Las primeras inversiones privadas se concentraron en el área del Comahue tratando de aprovechar al máximo la disponibilidad y el bajo costo del gas natural en esa región. De este modo, alrededor del 71% de la capacidad adicionada hasta 1995 por las nuevas centrales térmicas se instaló en el Comahue. De ellas casi la mitad son centrales a boca de pozo construidas por empresas petroleras con el objeto de utilizar gas natural venteado.

Sin embargo, la adición de esa nueva capacidad mostró rápidamente el desajuste del sistema de transporte, poniendo en peligro la calidad del negocio de algunos operadores hidráulicos de la zona. La complejidad de los mecanismos establecidos para la ampliación de la red de transporte y las divergencias de intereses entre los propios generadores de la zona ha postergado la incorporación de la cuarta línea (Pistonesi, 2000).

A partir de 1995 las inversiones en generación se localizaron en otras regiones del país. Primeramente las nuevas inversiones se desplazaron hacia NOA, donde gas natural a bajo precio y las menores restricciones de la red de transporte eléctrico otorgaba mejores posibilidades. A fines de 1997 estas centrales representaban el 23% de la potencia térmica total incorporada desde 1992.

Los operadores de las centrales metropolitanas están a punto de tener que enfrentar a la competencia debido a la próxima culminación del plazo de sus contratos con EDENOR y EDESUR. En función de ello han realizado inversiones para la modernización de sus centrales, incorporando tecnologías modernas mediante la construcción de ciclos combinados.

Chisari, Dal Bó y Romero (1998) estudian el tema de la expansión del sistema de transmisión bajo las actuales normativas. Analizando las *potenciales* expansiones nodo por nodo del sistema, simulan la voluntad acorde a la ganancia como usuarios de éstos potenciales beneficiarios (recordemos que son los que tienen derecho a veto) en una expansión del sistema. Los resultados de dicha ejercicio teórico demuestran la dificultad práctica de aumento de las líneas de alta tensión, problemas comunes, por otra parte, a toda búsqueda de mayorías en las condiciones donde los intereses de los agentes resultan contrapuestos.

4.2 Efectos sobre los mercados de distribución

Se ha visto anteriormente lo complejo de la organización institucional de los mercados de distribución del SADI. En términos generales, casi todas las provincias han creado sus propios entes regulatorios eléctricos inspirados fundamentalmente en la normativa nacional correspondiente, especialmente en lo que se refiere a las disposiciones vinculadas con la actividad de distribución.

La reforma ejercida a escala nacional fue trasladada a muchas provincias, las cuales poseían antecedentes de déficits crónicos análogos a los presentados por el estado nacional. Por ello se presionó a las poseedoras de distribuidoras provinciales a privatizar dichos servicios.

La distribución de los recursos del Fondo Nacional de Energía Eléctrica destinado a financiar el desarrollo eléctrico del interior y las compensaciones regionales de tarifas a usuarios finales, constituidos por un impuesto a las transacciones mayoristas de energía eléctrica, y complementados por una porción del impuesto a los combustibles líquidos, fue también un instrumento para presionar por la adhesión de las provincias a los principios tarifarios establecidos dentro del marco regulatorio eléctrico nacional.

4.2.1 La evolución de la estructura y el nivel de las tarifas

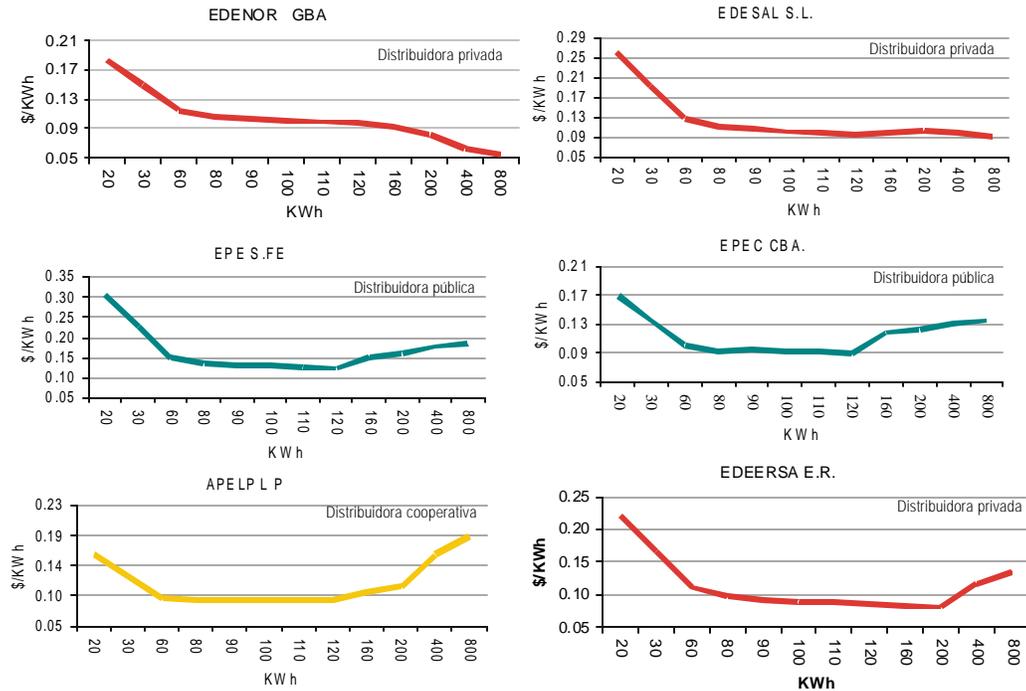
A partir del principio de libre acceso de terceros a las redes de distribución y de la progresiva reducción del límite que define las categorías de grandes usuarios (GUMA, GUME), las empresas distribuidoras de todo el ámbito nacional han enfrentado una competencia creciente de los generadores (a los que recientemente se han agregado los comercializadores) en el abastecimiento a los clientes mayores localizados en sus respectivas áreas de concesión.

La energía adquirida por los grandes usuarios mayores a través del *by pass* comercial a las empresas distribuidoras representa alrededor del 18% del total consumido en las diferentes áreas de concesión o jurisdicciones correspondientes al SADI, en 1998. En el Gráfico 11, se observa que el precio medio pagado por los grandes usuarios mayores es muy semejante al nivel de precio *spot* del MEM. Esto muestra sin lugar a dudas que a partir de la reforma este conjunto de usuarios se ha visto beneficiado por el menor costo de la energía que compran.

Por otra parte, las tarifas aplicadas a los usuarios del segmento regulado mercado de distribución dejan observar un cambio significativo en la estructura de la tarifa residencial. Con anterioridad al proceso de reforma, las tarifas residenciales presentaban de manera generalizada una estructura creciente por bloques de consumo. Aunque no fuera declarado de manera explícita dentro de los regímenes tarifarios establecidos en las diferentes jurisdicciones, una de las motivaciones para la aplicación de ese tipo de estructura tarifaria era sin duda la de contribuir a una mayor equidad social. Luego de la privatización de los servicios eléctricos en el área Metropolitana (concesiones de EDESUR, EDENOR, EDELAP) se modificó la estructura de la tarifa residencial, introduciendo un esquema de precio medio descendente, tal como puede observarse en el Gráfico 12 en el caso de EDENOR.

A ese respecto las jurisdicciones provinciales presentan una situación de cierta diversidad: la mayor parte de aquellas donde se implementó la privatización de los servicios, se adoptó también una tarifa residencial decreciente con el nivel de consumo; en cambio, en las provincias donde los servicios permanecen aún en manos públicas ó predomina la distribución a través de cooperativas, la tarifa residencial mantiene su estructura creciente por bloques. Como casos representativos de esta situación se presenta en el Gráfico 12 las tarifas de EPEC (Córdoba), EPE (Santa Fe) y APELP (La Pampa).

Gráfico 12 Estructura tarifaria en algunas áreas de distribución

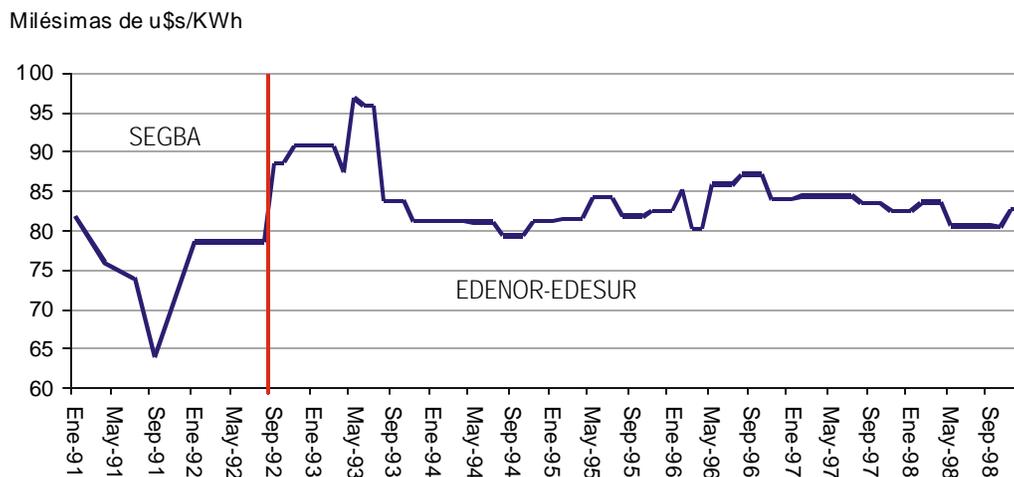


Fuente: Pistonesi (2000)

Sin embargo, esa estructura descendente de la tarifa residencial no parece responder a criterios claros desde el punto de vista teórico-técnico, ni a principios deseables desde la perspectiva de la política energética. Admitiendo que la tarifa se diseñe en función de la responsabilidad en los costos de los diferentes usuarios residenciales, no es claro que resulte necesariamente una estructura descendente ya que, si se utiliza el criterio de la porción de potencia demandada por los diferentes grupos de usuarios en las horas de punta, es probable que la responsabilidad correspondiente sea creciente con el nivel de consumo. Pistonesi (2000) argumenta que esta política de precios es directamente regresiva.

En tercer término, el nivel de la tarifa media residencial en el área Metropolitana (expresada en u\$s/KWh) muestra un comportamiento relativamente estable a partir de septiembre de 1993. La evolución previa a la privatización de los servicios (septiembre de 1992) muestra ciertas variaciones derivadas de las alteraciones en la tasa real de cambio, pero culminando con un nivel inferior al que se observa con posterioridad.

Gráfico 13. Evolución de la tarifa media residencial en el área Gran Buenos Aires

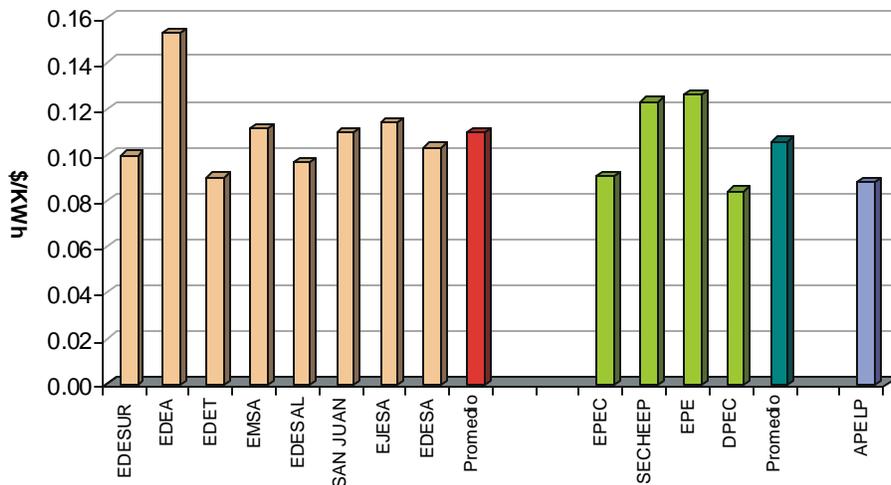


Corresponde al consumo de 200 KWh/mes. Fuente: Pistonesi (2000)

En términos generales, la evolución de la mencionada tarifa media a partir de fines de 1993 incorporó las variaciones estacionales en el precio del mercado *spot*, pero lo hizo de manera marginal. De hecho, la tendencia decreciente que registró el precio *spot* (ver Gráfico 9) no parece reflejarse plenamente en la evolución de la mencionada tarifa, presentada en el Gráfico 13.

El Gráfico 13 compara 15 distribuidoras tanto públicas como privadas integrantes del SADI y pertenecientes a distintas zonas del país. Existe una marcada diversidad en lo que se refiere a los niveles relativos de la tarifa media residencial sin impuestos. En el conjunto de las distribuidoras privadas, esas divergencias en el nivel se deben en parte a las diferencias en la estructura de la tarifa (decreciente, creciente); sin embargo esto no alcanza a justificarlas plenamente.

Gráfico 14. Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos



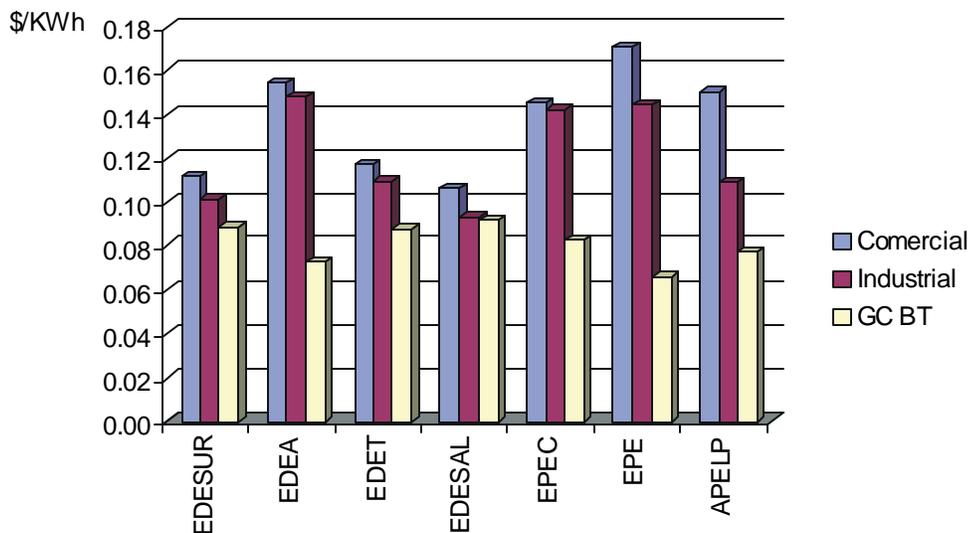
Consumo de 110 KWh/mes. Agosto 1999. Los promedios se calcularon basándose en una media aritmética simple, es decir sin tomar en cuenta la magnitud de los mercados residenciales de las diferentes empresas distribuidoras.
Fuente: Pistonesi (2000).

Esta diversidad de tarifas, ajena en cierto sentido al mercado descenso del precio mayorista, debiera ser contemplado por los entes reguladores en sus revisiones tarifarias quinquenales. Ello daría lugar a una verdadera conciencia de los consumidores de la baja de precios producida por la desregulación.

En el caso donde predomina el esquema cooperativo, parece clara la intención de promover una mayor equidad social tanto por el nivel de la tarifa media relativa a ese consumo eléctrico como por el esquema solidario que impulsa la autoridad eléctrica provincial entre las diferentes cooperativas.

Sin embargo, se observa en términos generales que las diferencias persisten cuando se examinan los niveles de las tarifas medias de otros tipos de usuarios en baja tensión. El caso de La Pampa (APELP), donde predomina la distribución por medio de cooperativas, se asemeja al de las distribuidoras públicas (Gráfico 15).

Gráfico 15. Comparación transversal de tarifas medias residenciales sin impuestos



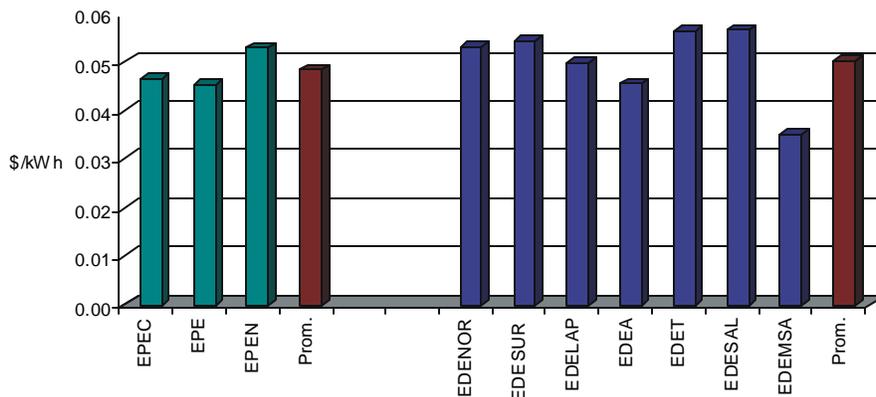
Agosto 1999. Comercial: 500 KWh-mes. Industrial: 1000 KWh -mes. Grandes Consumos(GC BT): Potencia máxima 50 KW; Relación potencia P y FP 50%; Utilización 200 hs-mes; Fc. 27.4%
Fuente: Pistonesi (2000)

Dicha relación de orden se invierte cuando se considera la tarifa media para Grandes Consumos en baja tensión, aunque en este caso las diferencias son menos marcadas. Llama la atención que en el área Metropolitana (Gran Buenos Aires, Gran La Plata) el nivel de la tarifa media residencial para un consumo de 800 es inferior a la indicada para los grandes consumos en baja tensión. Este tema será retomado luego.

Esta comparación parece indicar que en el caso de las jurisdicciones que han privatizado los servicios se plantea un enfoque tarifario que, al igual que en el caso residencial, se incentiva el consumo para los usos comerciales (tarifas medias decrecientes y niveles semejantes al de los usos residenciales). Ese mismo enfoque parece beneficiar a los pequeños usuarios industriales, comparativamente más

castigados en las áreas de distribuidoras públicas. Por último, con relación a las tarifas aplicadas a los Grandes consumos en Media Tensión, también existen diferencias entre las distintas jurisdicciones, aunque, al igual que en los grandes consumos en baja tensión, las mismas no son tan pronunciadas (ver Gráfico 16).

Gráfico 16. Comparación de tarifas medias industriales en Media Tensión



Agosto 1999.(Potencias > 1.000 KW. Relación potencia en punta y fuera de punta 50%.Utilización 300 hs./mes. Fc 45%). Los promedios son medias aritméticas simples.
Fuente: Pistonesi (2000)

Sin embargo, se destaca el hecho de que las tarifas utilizadas para estos consumos en las jurisdicciones que mantienen los servicios en la esfera pública, son en general menores (al menos en las regiones eléctricas más importantes) que las correspondientes a las distribuidoras privadas.

Nuevamente Pistonesi (2000) resume las características principales del nuevo esquema de tarificación residencial y sus efectos económicos:

- ✓ Las nuevas características del funcionamiento de los mercados eléctricos ha beneficiado claramente a los grandes usuarios (en general grandes empresas), bajo la forma de reducciones significativas en los costos del insumo eléctrico en comparación con el período previo a la reforma.
- ✓ En términos generales, hasta 1999, las tarifas minoristas no han reflejado cabalmente la tendencia declinante que ha registrado el precio *spot* en el mercado mayorista.
- ✓ Por lo que se refiere a la comparación transversal de los niveles actuales de las tarifas se observa que persisten las divergencias entre jurisdicciones, más allá de diferencias explicables por las distintas características de los mercados.
- ✓ Por otra parte, las mencionadas diferencias tampoco parecen responder al diferente carácter institucional de las empresas distribuidoras. En términos generales los promedios simples de las tarifas medias correspondientes a los conjuntos de las empresas privadas y públicas no parecen diferir significativamente. En principio, esto parecería indicar que la supuesta mayor eficiencia de las distribuidoras privadas no se ha traducido hasta ahora en menores precios para los usuarios.
- ✓ El caso de las tarifas residenciales predomina una estructura descendente con el nivel de consumo especialmente en el caso de EDENOR, EDESUR, EDELAP, que

responden directamente a la jurisdicción federal, pero también en el caso de varias jurisdicciones provinciales a causa de las presiones ejercidas en ese sentido desde la Secretaría de Energía de la Nación por medio de la distribución de los Fondos eléctricos. Esas estructuras tarifarias no tienen una justificación teórico-técnica clara y, por otra parte, contradicen claramente los objetivos de uso racional de la energía, preservación ambiental y equidad social, todos ellos aspectos esenciales de un proceso de desarrollo sustentable.

- ✓ De la comparaciones de las tarifas aplicadas a diferentes categorías de usuarios en las distintas empresas distribuidoras parece deducirse que en las áreas manejadas por EDENOR, EDESUR, EDELAP predomina un esquema de carácter comercial que privilegia el objetivo de promocionar la venta de energía eléctrica.

4.2.2 La calidad del servicio

Un aspecto importante a tener en cuenta, una vez que los 'usuarios' de las empresas públicas pasaron a ser los 'clientes' de las concesionarias privadas, es el de la calidad del servicio y la importancia que los entes reguladores han dado, en teoría, a los reclamos de los consumidores.

Si se utilizan los reclamos de los clientes como indicador vinculado a la calidad de los servicios, puede observarse una apreciable diferencia entre las distribuidoras de las áreas del Gran Buenos Aires y Gran La Plata. En efecto, tal como se desprende de la Tabla 4, EDESUR ha sido la empresa con más número de reclamos en el total del período 1993-1999. Esa distribuidora tuvo también la mayor cantidad de reclamos por año hasta 1995 y mostrando cierta declinación de los mismos en los dos años siguientes.

Tabla 4. Total de reclamos a las distribuidoras del área Metropolitana

Distribuidora	Nº de Reclamos	Porcentaje
EDESUR S.A.	46.606	52
EDENOR S.A.	34.669	39
EDELAP S.A.	8.386	9

Período 2/5/93 al 31/12/99. Fuente: Pistonesi (2000)

Dentro de ese conjunto de reclamos, que en el global ha mostrado una tendencia creciente (especialmente hasta 1995), ocupan un lugar preponderante aquellos que se vinculan con la parte comercial y con la falta de suministro. En este último caso, EDESUR tuvo una clara preeminencia hasta mediados de 1996. A partir de ese momento los reclamos por tal motivo dirigidos a EDESUR fueron menores a los correspondientes a EDENOR hasta que se produjo en gran apagón de febrero de 1999. Este último punto no será profundizado pero puede tenerse presente como un indicador de la falta de autoridad del ente regulador para castigar a quienes violan el contrato regulador. Dicho tema será tratado en la sección 4.4.2.

4.3 Propuesta de mejora al esquema regulador

En un interesante aporte a la discusión de nuevas medidas de regulación es propuesto por Badaraco, Scholand, Erize, Perrone y Werning (1997). Estos autores contemplan que el proceso de reforma del sector eléctrico ha dejado abierta la posibilidad que no existan asignaciones eficientes de recursos en dos aspectos principales: el mercado de la reserva fría y el mercado *spot*. Las conclusiones se encuentran sustentadas por la teoría del núcleo de Telser. Este marco sugiere que existe un mercado con

excedentes estructurales de capacidad, como es el caso del SADI, el equilibrio eficiente de dicho mercado “requiere una combinación apropiada de cooperación y rivalidad. Bajo las condiciones de costos típicos de muchas industrias en una economía moderna de libre empresa, no es posible obtener resultados eficientes a menos que existan tanto áreas de cooperación entre empresas y entre consumidores, como áreas de rivalidad”.

Basado en el aporte original de Edgeworth, la teoría del núcleo nos habla de coaliciones y movimientos estratégicos de los actores del mercado para llegar a un equilibrio. De este modo, una coalición de operadores de mercado participará en un mercado si pueden obtener en el mismo al menos tan buenos resultados económicos como los que ellos habrían podido obtener por sí mismo operando con otra coalición ó subcoalicón propia. Es decir, el mejor resultado disponible para un *trader* o para una coalición de *traders* que operan en forma independiente, establece límites inferiores para los resultados que sus miembros estarían dispuestos a aceptar en caso de incorporarse como participantes en el mercado total.

Más adelante se especifica el proceso por el cual los agentes de un mercado se agrupan en coaliciones hasta lograr una Gran Coalición ó Mercado Amplio y se define como *resultados dominados* a aquellos resultados que son inaceptables para algunas coaliciones de 1 ó n miembros, debido a que sus miembros pueden lograr mejores resultados actuando fuera de la coalición. Los resultados no dominados son entonces aquellos que se obtienen en el mercado amplio y que no pueden ser mejorados operando en forma independiente.

Entonces, el núcleo de un mercado es, por definición, el conjunto de “resultados no dominados”, entendidos de esta manera por los operadores del mercado. Asimismo, pueden existir núcleos vacíos y no vacíos de un mercado, según existan situaciones que aliente a formar o permanecer en una coalición contra aquellos resultados que no lo hagan así.

4.3.1 El caso del mercado de la reserva fría

La particular dinámica del mercado eléctrico hace que, dada la imposibilidad de realizar acervo de energía, se deba en todo momento igualar demanda con la oferta. Para corregir las discrepancias entre los estados de demanda y oferta se cuenta en el sistema con cuatro tipos de reserva:

- *Reserva de base*: tienen en cuenta la necesidad de oferta en los años de bajo caudal hidráulico ó salidas prolongadas que requieren un largo período de reparación
- *Capacidad de regulación de la frecuencia*: ésta permite que las máquinas equipadas con este automatismo puedan tomar un cierto porcentaje de carga rápidamente en caso de desequilibrios instantáneos entre la oferta y la demanda
- *Reserva rotante*: conformada por máquinas generando a una capacidad inferior a la máxima, que permiten mantener el equilibrio del sistema eléctrico en zonas importadoras netas de energía durante horas de reducida demanda y tomar grandes cargas en caso de ser necesario en un proceso más rápido que el arranque desde cero.
- *Reserva fría*: equipos de arranque rápido que pueden tomar su máxima capacidad de carga en 20/25 minutos y que se mantienen disponibles para enfrentar desequilibrios entre oferta y demanda ó para minimizar el tiempo de desabastecimiento (estas exigencias están tecnológicamente acotadas a las centrales de turbinas a gas a ciclo abierto).

La conformación de la demanda de fría está a cargo de CAMMESA, la cual utiliza un modelo de simulación para definir el requerimiento óptimo de este tipo de reserva. El modelo simula la potencial demanda para cada semana y licita entre las centrales cual va a entrar al despacho. La licitación es ganada en cada caso por aquellas

máquinas que obtengan el mejor coeficiente luego de la relación precio ofertado-tiempo de arranque sea procesada por un algoritmo matemático específico para este caso. El volumen semanal promedio de esta demanda se ubican en los 200 a 300 MW. Actualmente la capacidad instalada en el país corresponde a 1.200 MW distribuidas en aproximadamente 15 centrales (privadas y provinciales). Por ello, luego de cada licitación semanal aproximada el 75% del parque (es decir aquellas que no ganaron la licitación) permanecen sin remuneración hasta tanto se las declare ganadoras.

La regulación establece que el precio con el cual se remunerará a los ganadores semanales de la licitación será el precio más alto ofertado entre los ganadores de la semana ó el más alto que se incorpore en un día posterior de esa semana, si el sistema requiere los servicios de otros generadores no incluidos inicialmente en la lista semanal de ganadores. Asimismo, la regulación impone un *precio máximo* que es posible cotizar: 10 \$/MWh fuera de valle.

Esta regulación fue pensada para evitar la colusión entre los generadores que perjudique a los consumidores finales. Sin, no se pensó el caso de que por exceso de capacidad los precios cotizados se redujeran más allá de lo económicamente rentable.

Sin embargo la *estructura de costos* de las centrales de generación por turbina de gas les requiere percibir unos 5 ó 6 \$/MWh fuera de valle en forma permanente (sea o no despachada la energía) para lograr cubrir sus costos de mantenimiento⁴.

En la práctica lo que ocurre es que por el exceso de oferta, los generadores están obteniendo menos de 5 \$/MWh. Esta situación es evidentemente no sostenible por parte de los generadores.

Badaraco y otros (1997) explican que esta situación se da por la excesiva oferta de energía para reserva en frío y por la necesidad de los gerentes de dichas plantas de lograr algún resultado positivo, aunque sea cercano a cero, en las licitaciones semanales. Sobre este último aspecto, muchos gerentes simplemente ofertan en una semana un precio inferior al ofertado por el ganador de la licitación de la semana pasada. Esta conducta es imitada por otros lo que conduce a una guerra de precios. Es por ello que generalmente el valor de esta reserva en frío cotiza con valores descendentes.

Ello da lugar a que se prevea un posible desabastecimiento en el futuro, dado que esta falta de rentabilidad conlleva una desaparición masiva de operadores difícil de detener en su caída a fin de adecuarlo a una masa crítica de generadores que abastezca adecuadamente la demanda de reserva fría del sistema. En este mercado existe actualmente, en términos de Telser, un “núcleo vacío” de soluciones en tanto no se acuerde entre los participantes algún criterio de participación mínima que garantice la rentabilidad de la actividad. Es decir, en un mercado competitivo que *debe* mantener un excedente de capacidad debiera existir necesariamente un mecanismo que asegure, al mismo tiempo, la rentabilidad de los equipos.

En ese sentido se propone disminuir la fuerte influencia que tiene actualmente la libre competencia a través de un proceso licitatorio semanal a favor de un esquema de regulación más amplio que contemple la utilización más acabada del parque actual. La propuesta de los autores se sustenta en acuerdo a largo plazo (6 años) entre generadores y usuarios, quedando CAMMESA como asesor externo en materia de necesidades de reserva fría del sistema a lo largo del contrato. De ese modo los generadores podrán ofrecer a los distribuidores ó grandes usuarios directamente la energía, contemplando acabadamente sus costos mínimos en dichas ofertas.

Otra propuesta para el mismo ítem deja observar la posibilidad de integración vertical entre estos generadores y los distribuidores, a fin de endogeneizar *upstream* esta estructura de costos.

⁴ Esto tomando en cuenta que la central no se encuentra con pasivos, todos sus equipos ya han sido amortizados y sin necesidad de reposición de la mismas.

4.3.2 El caso del mercado *spot*

En la regulación impuesta por la reforma al sistema eléctrico quedó determinado, como ya se explicó en la sección 3, que todas las operaciones de fijación de precios para abastecimiento eléctrico entre agentes se pactarían en dos mercados: el mercado a término y el mercado *spot*. Los autores destacan en su artículo la interrelación entre la determinación del precio en el mercado *spot* y como éste influencia el precio del mercado a término. A continuación nos explayaremos al respecto.

En el mercado *spot* se valora a cada generador por su contribución marginal bruta que se corresponden a la remuneración de la potencia y la contribución por energía. La remuneración por potencia es proporcional a la cantidad de horas en que la central es despachada y, por lo tanto, en relación directa con el precio del combustible declarado. En cambio, la remuneración por potencia base en reserva es proporcional al despacho de energía, pero en este caso, proporcional al despacho previsto en proyecciones realizadas sobre la hipótesis de años extra secos en la oferta hidroeléctrica y también con el precio del combustible utilizado por la central.

Dado que el despacho del Mercado *spot* remunera según el costo de la maquina más cara despachada en cada hora, la incorporación de nuevo parque de mayor eficiencia (con especial referencia a los equipos de última tecnología que utilizan el gas como combustible) fue reduciendo la brecha entre los precios máximos y mínimos pagados por la energía además desplazó y continuará desplazando del mercado a todos los equipos que no logren cotizar tan bajo como éstos.

Ahora bien, una vez alcanzado el limite inferior para la remuneración de la energía en el mercado *spot*, los márgenes por energía tenderán a ser muy bajos debido a la homogeneidad de las eficiencias y costos variables despachados. Cuando se estableció la regulación se fijo un monto de 10 \$/MWh como remuneración de capacidad, lo cual no cubre los costos de capital ni los de operación y mantenimiento de una central de máxima eficiencia. Nuevamente, como en el caso de la reserva fría, los generadores se ven tentados a *declarar* costos totales por debajo de los reales hasta tanto la diferencia entre lo real y lo declarado insuma la casi totalidad de la remuneración por capacidad⁵.

En este caso, la contribución marginal es la que tiende a cero, excepto en el caso de los generadores que han pactado contratos de provisión a precio fijo previos a la privatización). Ello no se corresponde con la curva de costos de largo plazo de los operadores lo cual desalienta a la inversión en nuevos generadores. Nuevamente aquí aparece un *núcleo vacío de soluciones*.

En el caso del mercado a término, dado que por ahora no se exhiben patrones de desabastecimiento, referencia todos sus precios a los valores cotizados en el mercado *spot*. Ningún gran usuario ó distribuidor pactará un contrato a término con un generador por valores superiores a los de mercado *spot*, dado que a este accede actualmente sin restricciones. Los valores de la totalidad de los contratos existentes no se corresponde, entonces, con la obtención de un valor aceptable y un suministro asegurado a largo plazo.

Como conclusión, el mercado *spot* no remunera adecuadamente a los generadores actuales porque dicha valor no cubre los costos de expansión de las centrales instaladas y continuará incentivando la actitud oportunista de los gerentes de planta quienes de ese modo reducirán a cero el margen de contribución de todos los participantes. Por su parte, en el mercado a término no existen tasas de rentabilidad que sean simultáneamente aceptables para distribuidores y generadores.

⁵ Aquí los precios no tienden a cero, como el caso de la reserva fría, porque existe un precio consumido con un costo variable real que es el combustible.

4.3.3 Propuestas de modificación

Los autores proponen, a este respecto, modificar el marco regulatorio a fin de adecuar el techo de los precios pagados por los distribuidores y grandes usuarios a fin de contemplar las necesidades de expansión a largo plazo de los generadores. Es decir, el precio del mercado *spot* debiera establecer un precio límite acorde a los valores ponderados de contratos a largo plazo ya establecidos libremente por los operadores, y no acorde al precio estacional actualmente acordado. Una sugerencia similar puede encontrarse en *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & Química* (2000).

En términos de la teoría anteriormente expuesta lo que se pretende es que la coalición maximice los ingresos por miembro, a fin de que estos obtengan réditos para mantenerse en el mercado. Ello dando incentivos a los generadores a *declarar* sus costos reales.

4.4 La autonomía del ente regulador

Otros autores como Urbiztondo, Navajas y Artana (1997) realizan una investigación sobre el grado de autonomía de los entes reguladores argentinos. Una propiedad altamente deseable de los entes reguladores es precisamente la independencia con que éste toma sus decisiones. Ello implica mantener un grado de control sobre el mercado a regular sin recibir por presiones de los actores involucrados (*lobbying* tanto privado como estatal) en su control que desvirtúen el origen de su misión inicial como institución reguladora. Asimismo, dicha independencia a la hora de tomar decisiones debe sustentarse en una posición de autarquía, es decir los otros poderes y niveles del estado no pueden someter a presión al ente regulador a través de una negociación de fondos públicos que sustenten su funcionamiento. Todo ello derivaría en una toma de decisiones en donde la discrecionalidad de las autoridades de turno no prevalezca (ó por lo menos sea reducido a un mínimo), con la consiguiente mejora en la previsibilidad (menor incertidumbre) de la acontecimientos a los que se vean enfrentados los actores del mercado. Estas características nos remiten a los principios legales de autarquía política y financiera.

Para el caso argentino los autores citados al inicio de esta sección enfocan el estudio de los entes reguladores argentinos basándose en el mecanismo de diseño y de contexto que dio lugar a estas instituciones. En ese sentido conviene definir que las *condiciones de diseño* de una institución reguladora están enfocadas a determinar cómo son nombradas sus autoridades y como son removidas, el grado de autonomía administrativa, como es pactado su financiamiento, la estabilidad de los cargos jerárquicos y posibles restricciones al empleo, la supervisión de sus tareas, entre otras. En cambio las *condiciones de contexto*, describen el mercado particular que regula el ente, con especial énfasis en el número de empresas reguladas y el grado de competencia entre éstas, la eficiencia correctiva del actuar del ente, los grupos de interés, el momento del ciclo económico en que se encuentran, por enumerar solo algunas. Las condiciones de contexto fueron resumidos en las secciones 2 y 3 del presente trabajo. La Tabla 2 resume, a su vez, las *condiciones de diseño* esquematizadas por los autores.

Luego los autores realizan un análisis de las decisiones tomadas por los entes y en base a esto analizan como cada condicionante modeló las medidas adoptadas por la institución reguladora. Como conclusión anticipada los autores coinciden en que, hacia 1997, el ente había actuado de manera independiente y ajeno a presiones de empresas del sector. A este respecto citan los siguientes ejemplos:

- *El caso de la definición de Gran Usuario*: Los sucesivos cambios en la definición del rol de Gran Usuario, el cual empezó siendo categorizado como aquel que consumiese 5.000 kW, se redujo luego a 1.000 y más tarde a dos categorías de GUMA y GUME, resultó contrario a los intereses de los distribuidores, los cuales sólo deseaban otorgar

la capacidad de negociación directa del suministro a aquellos rankeados actualmente en la capa superior de los GUMA.

- *Ajuste del precio vendido por las centrales térmicas:* Cuando se privatizaron las primeras centrales térmicas el precio de éstas, por cuestiones tecnológicas, fue impuesto por contrato fuera del mercado *spot*. Sin embargo, en las cláusulas del contrato surgió un diferendo en la determinación del precio del fuel-oil con el que sería tasada la energía vendida por estas centrales. Los operadores privados intentaron hacer valer sus pretensiones, las cuales el ENRE delegó en el poder judicial, fallando éste último a favor del ente. Ello demuestra una posición neutra del ente ante presiones de empresas del sector.

- *Aplicación y cobro de multas:* Las multas impuestas por el ENRE a las empresas concesionarias del sector por fallos en el suministro o errores en la presentación de la información fueron apelados en su totalidad. Sin embargo, nuevamente el poder judicial amparó el marco regulatorio vigente al fallar a favor de la institución reguladora.

Esta mirada al desempeño del ente regulador no alcanza a los problemas enfrentados por el mismo durante el año 1999. Los prolongados cortes de electricidad en el área administrada por EDESUR son tema de análisis de la siguiente sección.

4.4.2 El problema del corte prolongado de EDESUR

El 15 de febrero de 1999 se produjo un incendio en la subestación Azopardo 2 de EDESUR, lo que produjo un prolongado corte de suministro en una densamente poblada área de la Capital Federal. Este incidente afectó a 200.000 personas por un lapso de 10 días durante el cual no funcionó ningún servicio eléctrico. Ello afectó también el suministro de agua potable, semáforos y al menos una línea de subterráneos.

Pistonesi (2000) realiza un crítico relato de la conducta tanto del ente regulador como de la empresa distribuidora. Una vez provocado el corte, dicha subestación agravó el problema al dejar sin suministro a otras subestaciones, lo que amplió el área afectada. La empresa no había previsto alimentaciones alternativas para éstas en caso de fallos en la subestación Azopardo 2, lo cual es inadmisibles como error de previsión dado lo densamente poblada de la zona.

Asimismo, y para reducir costos de personal, EDESUR había tercerizado toda la actividad de mantenimiento de sus subestaciones, por lo que una vez presentado el problema no contaba con especialistas propios para solucionar el problema. El ENRE y las autoridades oficiales quedaron sobrepasadas por la cuestión. El ente regulador tampoco contaba con personal propio capacitado para auditar a las empresas reguladas, por lo que hubo de contratar a expertos externos para tal fin.

También hubo problemas para determinar el monto y forma de pago de las multas, de las que la empresa deslindaba toda responsabilidad. Finalmente la empresa aceptó pagar en concepto de penalizaciones un monto aproximado de 70 millones de pesos, fondos que no se saben actualmente si llegaron como indemnización a los usuarios perjudicados.

Por último, en todo momento tanto la institución reguladora como la empresa se preocuparon más en confundir que en aclarar la situación para la opinión pública. El problema de información subsiguiente derivó en una pérdida de credibilidad para las autoridades y para el marco regulador en sí, cuestión misma que fue apoyada tanto por gente de la oposición como del gobierno mismo.

Toda esta situación cuestionó el proceso de concesión de las distribuidoras a empresas privadas. Al mismo tiempo se plantearon interrogantes sobre el papel del contrato de concesión con respecto a los montos de las multas y sanciones previstas

para este tipo de irregularidades, así como la función preventiva del ENRE en estas cuestiones.

Finalmente, se puede concluir que el ENRE no tiene autoridad para realizar controles preventivos sobre las decisiones que adopten las empresas y su personal técnico es insuficiente para realizar este tipo de tareas.

5. CONCLUSIONES

Los cambios producidos por las reformas institucionales de principios de la década del noventa transformaron a un sector totalmente estatal en uno de actores privados. Las condiciones para la privatización del sector fueron establecidas previamente con la desregulación del mercado de hidrocarburos. Este proceso adjudicó extensas áreas de explotación de gas y petróleo a grandes grupos económicos, los cuales después aprovecharían la transformación del sector eléctrico para ingresar en él como actores principales obteniendo de ese modo economías de escala a través de una integración vertical en sus respectivas zonas de extracción.

La reforma en el mercado eléctrico implicó la aparición de dos mercados nuevos para la determinación del precio de la electricidad. El mercado a término opera con contratos a largo plazo y sus valores se mantienen fijos durante dicho período. En cambio, en el mercado *spot* los precios dependen de varias condiciones de muy corto plazo, entre las que podemos destacar condiciones climáticas, estacionales, del precio de los combustibles, situaciones coyunturales de mantenimiento de las centrales, entre otros.

Como consecuencia del nuevo marco regulatorio, diversas conclusiones preliminares pueden citarse:

1. La reforma en el sector provocó una gran inversión privada en nuevas centrales térmicas (turbogeneradores) lo que generó un aumento sensible en la oferta eléctrica.
2. Por la nueva legislación todos los generadores tienen derecho a utilizar la red existente para vender su energía a los actores correspondientes, situación que dio lugar a la competencia entre los generadores.
3. Asimismo se admitió el libre acuerdo de precios entre generadores y grandes usuarios, los cuales podían seleccionar el generador que les ofreciera mejor precio.
4. Por otra parte, en 1995 entró a abastecer el sistema interconectado la central hidroeléctrica de Yaciretá, con una gran cantidad de energía a muy bajo costo.
5. Las sucesivas redefiniciones de las potencias mínimas de los grandes usuarios por parte del ente regulador apuntaron a que año tras año aparezcan nuevos actores en el mercado.
6. El marco de competencia mencionado sumado al ingreso de Yaciretá indujo a una sensible baja del precio mayorista de la energía eléctrica que benefició principalmente a los grandes usuarios industriales.
7. El esquema tarifario actual demuestra que se impulsa el consumo de la electricidad, decreciendo el valor de la tarifa según se aumente el consumo pero no se reajustan las mismas en forma paralela a la disminución registrada en el precio mayorista *spot*. Ello fue en desmedro del bienestar de los consumidores residenciales.
8. La regulación actual muestra falencias en cuanto al mecanismo creado para la expansión de las líneas de transporte de alta tensión, debido a la complejidad del proceso de licitación pública y la posterior adjudicación de construcción de las mismas.
9. La falta de inversión en las redes trae aparejada una baja confiabilidad del sistema de distribución así como problemas de cuello de botella, especialmente en el tramo

de interconexión internacional con el sistema interconectado brasileño.

10. El sobreequipamiento general del sistema en cuanto a generadores térmicos y los procesos licitatorios permanentes que realiza CAMMESA para la cotización del precio *spot* incentiva a muchos gerentes de centrales a declarar valores menores a los de mantenimiento para ingresar en la oferta eléctrica y obtener un mínimo de ingresos que justifiquen su permanencia en el mercado. Ello atenta contra la expansión futura de dichas centrales, con lo que se pone en juego el abastecimiento del sistema a largo plazo. Como solución se proponen complementos al esquema regulador que hagan que el ENRE aliente la firma de contratos a largo plazo bajo asesoramiento de CAMMESA.
11. Los mecanismos de control del ENRE en cuanto a la inspección y verificación de instalaciones de los actores son deficientes, como se puede ver en el caso del *apagón* de EDESUR. Esto se debe principalmente a que la legislación no contempla un papel activo del ente en este área y, por otra parte, a que el mismo no cuenta con la cantidad y calificación del personal para desarrollar esa tarea.
12. La sobreinversión de la generación de energía y las condiciones económicas recesivas en la Argentina favorecen la exportación hacia países limítrofes, especialmente Brasil, cuya economía tiene un déficit importante en el sector eléctrico.

Sin dudas que estas conclusiones plantean nuevos interrogantes, los cuales quedaran para una ampliación posterior. Entre las líneas de investigación a seguir podrían plantearse las siguientes:

- Determinar de manera fehaciente la composición societaria de los actores del mercado, a fin de profundizar sobre el grado de integración vertical e interrelación producido ex-post a la transformación del sector de hidrocarburos y de energía.
- En este sentido, sería conveniente el estudio de la evolución de las inversiones en el sector energético de conglomerados argentinos, particularmente el caso de Perez Companc, quien representa un claro ejemplo de la integración vertical de empresas del sector mencionado anteriormente.
- Analizar con mayor detenimiento los costos sociales de las privatizaciones en términos de pérdidas de empleos, falta de readecuación de los esquemas tarifarios residenciales, entre otros temas.
- Profundizar en las posibles modificaciones operativas para un rol más activo de las capacidades de regulación y control de los organismos del estado.
- Estudiar las diversas alternativas que presenta el mercado *spot* y el mercado a término para la implementación de herramientas financieras que distribuyan riesgo entre los agentes, a fin de posibilitar políticas de planificación a largo plazo de los mismos.

REFERENCIAS

Badaraco, E., L. Scholand, L. Erize, D. Perrone y P. Werning, "Propuesta de complementos al marco regulador del sector eléctrico argentino", *XXXII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política*, Bahía Blanca, 1997.

Bastos, Carlos y Manuel Abdala, TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO, Córdoba, 1995.

Cámara Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), "Informe Anual", 1998a.

Cámara Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

- (CAMMESA), "Estudio de Adecuación – Plan 2010", Buenos Aires, 1998b.
- Cámara Argentina del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)**, <http://www.cammesa.com.ar/>
- Chisari, Omar, Pedro Dal Bó y Carlos A. Romero**, "Ampliaciones de la red de transmisión de alta tensión en la Argentina. Mecanismos de decisión e incentivos económicos", *Desarrollo Económico*, Vol. 38, otoño, 1998.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad**, SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE REESTRUCTURACIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO, Buenos Aires, Noviembre 1995.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad**, "Informe Eléctrico. Cinco Años de Regulación y Control. 1993-abril-1998", Buenos Aires, 1998.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad**, "Informe Comparativo: 1998-1999", Buenos Aires, 2000.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad**, <http://www.enre.com.ar/>
- Instituto de Economía Energética**, *Economía de la energía*, San Carlos de Bariloche, 1991.
- Kozulj, R., V. Bravo y N. Di Sbroiavacca**, "La política de desregulación petrolera argentina y sus impactos", IDEE/FB, *Revista Brasileira de Energía*, Vol. 3, No. 1, 1993.
- Kozulj, R. y V. Bravo**, LA POLÍTICA DE PRIVATIZACIONES PETROLERAS ARGENTINAS Y SUS IMPACTOS, Editorial de la Universidad, 1992.
- Kuzulj, R. y H. Pistonesi**, "Política de precios del gas natural y sus derivados en la Argentina, 1970-1988", *Desarrollo y Energía*, Vol. 1, No. 1, 1990.
- Pistonesi, Héctor**, "La privatización de los sistemas eléctricos y la apropiación de la renta hidroeléctrica", *Revista Brasileira de Energía*, Vol. 3, No. 1, 1993.
- Pistonesi, Héctor**, "Sistema Eléctrico Argentino. Desempeño posterior a la reforma", Instituto de Economía Energética/Fundación Bariloche, 2000.
- Pistonesi H., F. Figueroa de la Vega y S. M. Torres**, "La política de precios del petróleo y derivados aplicada en Argentina en el período 1970-86", *Desarrollo y Energía*, Vol. 1, No. 1, 1993.
- Revista Petroquímica, Petróleo, Gas & Química**, "La transformación energética en la balanza", N° 162, junio 2000.
- Secretaría de Energía de la Nación**, <http://electric.mecon.ar/>
- Urbiztondo, S., F. Navajas y D. Artana**, "La autonomía de los entes reguladores argentinos: agua y cloacas, gas natural, energía eléctrica y telecomunicaciones", *XXXII Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política*, Bahía Blanca, 1997.

Anexo I - Determinación de Factores de Nodo

FACTOR DE NODO DE ENERGIA:

El Factor de Nodo FN_i de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en nodo i el costo marginal incorpora la pérdidas del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte":

$$FN_i = \frac{CMN_i}{CMM} = \frac{PN_i}{PM}$$

donde

CMN_i es el costo marginal de la energía en el nodo genérico i

CMM es el costo marginal de la energía en el nodo Mercado, tomado como referencia

Como metodología de cálculo CAMMESA define primero al Factor de Nodo como:

$$FN_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial Pd_i}$$

Siendo $\frac{\partial Perd}{\partial Pd_i}$ la derivada parcial de las **pérdidas del transporte** con respecto a la **demanda** del nodo i .

Luego prescribe que ... "Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de carga, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (ΔPd_i), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ($\Delta Perd$), tomando como barra flotante el Nodo Mercado MEM o el nodo centro de gravedad de un área aislada eléctricamente del Mercado, que se definirá como 'nodo Mercado Local'".

Por lo tanto, para la red operando sin restricciones, calculada en forma numérica la variación de pérdidas $\Delta Perd$, para la variación unitaria de demanda, resultará:

$$FN_i = 1 + \frac{\Delta Perd MWh}{1 MWh}$$

En el caso de un área aislada cada factor de nodo calculado con referencia al nodo Mercado Local FNL_i , deberá referirse al Mercado multiplicando por el factor de nodo del nodo Mercado Local FNL correspondiente al previsto para esa hora en la programación diaria en la que el OED realizó el despacho sin tener en cuenta la restricción. Si la restricción fue incluida en el despacho diario, deberá considerarse el correspondiente a esa hora en el despacho semanal o trimestral que no incluya tal restricción, en el orden de prioridad indicado.

$$FN_i = FNL_i * FNL$$

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo "i" estará dado por:

$$PN_i = PM * FN_i$$

siendo:

PN_i : el precio de la energía en el nodo "i"

PM : el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

Anexo II - Glosario de términos usados en el despacho económico y los precios

ÁREA LOCAL: Conjunto de nodos afectado por una restricción activa de transporte que provoca diferencias en el despacho de máquinas del área con respecto al despacho óptimo sin restricciones de transporte. Para las horas en que ello sucede, se dice que el área está “desvinculada” del Mercado. La desvinculación puede ser total cuando el área está desconectada físicamente del Mercado o parcial cuando se trata de una reducción de la capacidad de transporte entre el área y el Mercado.

CENTRO DE CARGA DEL MEM: Es el punto en el cual se realiza el despacho óptimo del Mercado, transfiriendo la oferta de generación al mismo (adicionando al costo variable de producción estacional de cada máquina térmica el costo variable del transporte de la energía desde su punto de conexión hasta el Mercado). Se define en el nodo Ezeiza 500 KV.

COSTO MARGINAL DE UNA MÁQUINA TÉRMICA EN EL MERCADO (CMM): Es el costo variable de producción estacional de una máquina térmica correspondiente a el o los combustibles utilizados, dividido por su Factor de Nodo para transferir dicho valor al Mercado.

COSTO MARGINAL HORARIO OPERADO DE UN ÁREA (CM): Es el costo variable de producción, referido al Mercado, de la máquina térmica más cara despachada por el OED en esa área para una hora determinada. Se expresa en \$/MWh.

COSTO OPERATIVO DE UNA MÁQUINA TÉRMICA: Es el costo de producción dependiente de la potencia generada, que se calcula en función de esta potencia, del precio de referencia en la Central del o de los combustibles utilizados y de la curva de consumo específico de la máquina para cada tipo de combustible.

COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN DE UNA MÁQUINA TÉRMICA (CVP): Es el costo medio de producción de un grupo térmico, expresado en \$/MWh, calculado a partir del costo variable de producción estacional declarado por la central para el tipo de máquina con cada tipo de combustible, el poder calorífico inferior del combustible y el consumo específico bruto medio que mide su eficiencia calórica.

FACTOR DE NODO (FN): Es la relación entre el Precio de la energía en un nodo de la red y el Precio del Mercado, que surge del nivel de pérdidas marginales de transporte relacionado con los intercambios de energía de dicho nodo con respecto al Mercado.

GENERACIÓN FORZADA: Es la generación no requerida por el despacho óptimo y que es necesaria debido a: restricciones asociadas al transporte en un sistema de distribución o en un sistema de transporte por distribución troncal; o restricciones asociadas al control de tensión y suministro de potencia reactiva; o tiempos mínimos de arranque y parada, o costos de arranque y parada; o requerimientos de aumento de potencia transmitida en el sistema de transporte en alta tensión; o necesidades de realizar ensayos en un generador; o requerimientos de caudal mínimo aguas abajo de una central hidroeléctrica.

MERCADO SPOT: Mercado eléctrico con precios sancionados en forma horaria, en función del costo económico de producción referido al Centro de Carga del Mercado.

PRECIO DE MERCADO (PM) O PRECIO *SPOT*: Es el precio horario de la energía que resulta en el Mercado *spot* para el despacho óptimo. Representa el costo, expresado en \$/MWh, del siguiente MW de demanda a abastecer por despacho, teniendo en cuenta las restricciones vigentes asociadas al transporte y el mantenimiento del nivel de calidad y seguridad del servicio establecido.

PRECIO LOCAL (PL): Es el precio *spot* de la energía en un área local. En el caso de un área importadora de energía, su Precio Local es mayor que el Precio del Mercado. En cambio, para un área exportadora su Precio Local es menor que el del Mercado.

REDESPACHO: Reprograma de generación realizado por el OED para garantizar que el despacho vigente corresponde a la operación óptima para las condiciones existentes de oferta y demanda, las cuales pueden diferir significativamente de las previstas.

VALOR DEL AGUA: Valorización expresada en \$/MWh declarada por un generador hidroeléctrico correspondiente al nivel de su embalse, referido al Centro de Carga del Mercado.

Anexo III - Cálculo del costo marginal y precio de mercado

El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) debe calcular el costo medio de producción de una máquina térmica (\$/ kWh) para cada tipo de combustible que puede consumir a partir del costo variable de producción de la central para el tipo de máquina con dicho combustible (\$/ unidad de combustible), el poder calorífico inferior del combustible (Kcal / unidad de combustible), y el consumo específico bruto medio (Kcal / kWh) que mide su eficiencia calórica. El costo medio de producción de una máquina térmica queda definido en consecuencia con tantos valores como tipos de combustibles pueda consumir. Para las máquinas turbovapor se debe utilizar el costo variable de producción estacional de la central para dicho tipo de máquina para el despacho y, si está prevista su operación forzada para cubrir requerimientos de punta, en la banda horaria de pico el costo de punta estacional en lo que hace al cálculo del costo marginal térmico y precio *spot* de la energía.

Se define el Costo Marginal (CM) de una máquina térmica en una hora "h" a su costo variable de producción estacional de el o los combustibles utilizados. Se denomina Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una máquina térmica en una hora "h" al costo marginal transferido al Mercado dividiendo el costo marginal por el correspondiente factor de nodo horario.

Se denomina Costo Marginal Térmico (CMTERM) al costo que tendría abastecer con el parque térmico el siguiente MW de demanda por despacho. Para una hora "h" se calcula como el mínimo entre los siguientes valores.

* El menor Costo Marginal en el Mercado entre las máquinas térmicas generando vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que cuenten con potencia disponible en reserva o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

* El menor Costo Marginal en el Mercado con que resultarían generando las máquinas térmicas disponibles vinculadas al Mercado, incluyendo las máquinas falla, que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia durante el transcurso de la hora "h" o, de no existir ninguna máquina en estas condiciones, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

$$CMTERM(h) = \min(\min_{q_1}(CMM(h)q_1), \min_{q_2}(CMM(h)q_2))$$

siendo :

* q_1 = máquina térmica generando vinculada al Mercado o máquina falla despachada, con potencia disponible en reserva en la hora "h".

* q_2 = máquina térmica vinculada al Mercado que no está generando y podría entrar en servicio y entregar potencia en la hora "h" de ser requerida, o máquina falla no despachada en la hora "h". No resultan incluidas dentro de este grupo las máquinas indisponibles, máquinas disponibles paradas que no podrían entregar su potencia por falta de capacidad de transporte, y las máquinas disponibles paradas cuyo tiempo requerido para arrancar y tomar carga sea superior a una hora.

Se denomina Costo Marginal Hidráulico (CMHID) al costo que representa abastecer con las centrales hidroeléctricas consideradas de capacidad estacional y mensual el siguiente MW de demanda por despacho. Para una hora "h" se calcula como el menor valor del agua (VA) entre las centrales hidroeléctricas de capacidad estacional y mensual generando con potencia disponible en reserva y cuya potencia generada corresponda, aunque sea parcialmente, a requerimientos de despacho y no

exclusivamente a potencia forzada por restricciones hidráulicas y/o restricciones de Transporte. De no existir ninguna central hidroeléctrica en estas condiciones, el Costo Marginal Hidráulico se considerará cero si en el parque térmico generando existe potencia térmica en reserva disponible, o el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) si en el parque térmico generando no existe potencia en reserva disponible.

$$CMHID(h) = \min c_i (VA(h) c_i)$$

siendo :

* c_i = central hidroeléctrica generando por despacho, no exclusivamente forzada por restricciones, y con potencia disponible en reserva en la hora "h".

Cada hora, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) calcula el precio *spot* de la energía en el Mercado, denominado Precio de Mercado (PM), con el despacho vigente, resultado del modelo de despacho diario o redespacho, en base al costo del siguiente MW de demanda a abastecer en el Mercado dentro de las restricciones existentes y los requerimientos de calidad y reserva establecidos, con la siguiente metodología.

a) Si en el parque térmico generando, incluidas las máquinas fallas despachadas, existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho (PD) está dado por el máximo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD(h) = \max (CMHID(h), CMTERM(h))$$

b) Si el parque térmico generando incluidas las máquinas fallas despachadas está completo, o sea no existe potencia térmica en reserva disponible, el precio de la energía por despacho está dado por el mínimo entre el Costo Marginal Térmico y el Costo Marginal Hidráulico.

$$PD(h) = \min (CMHID(h), CMTERM(h))$$

c) El Precio de Mercado está dado por el precio de la energía por despacho que resulta para la hora "h", salvo que dicho valor quede fuera del rango definido por el precio piso y el precio techo en cuyo caso el precio está dado por el valor límite que corresponda

$$PM(h) = \max (PMMIN(h) , \min (PMMAX(h), PD(h)))$$

Anexo IV - Recaudaciones por energía eléctrica transportada.

Conforme lo determina el Contrato de Concesión, TRANSENER recibe una Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET), que se establece en cada período tarifario de cinco años como un monto fijo anual, a pagar en doce cuotas mensuales iguales.

Para determinar el monto abonado implícitamente por los Usuarios por Energía Eléctrica Transportada, el OED calculará para cada línea "i" la Recaudación Variable por Transporte de Energía por Línea (RVTEL_i) en función de la energía transportada entre el nodo emisor "n1" y el nodo receptor "n2" de la línea, y de los precios de la energía en dichos nodos.

$$RVTEL_i = PMEN_{n2} * E_{n2} - PMEN_{n1} * E_{n1}$$

siendo :

* E_n = energía transportada en el nodo "n".

* PMEN_n = precio de la energía en el nodo "n", dado por el PM transferido al nodo a través del factor de nodo correspondiente (PMxFN_n) si ambos nodos están conectados sin restricciones al Mercado o si la línea conecta un área desvinculada con el Mercado, y por el Precio Local transferido al nodo si ambos nodos están en un área desvinculada. En el caso que la línea conecte dos áreas desvinculadas distintas, se tomará para ambos nodos el precio local del área desvinculada eléctricamente más cercana al Mercado.

La Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) será la suma de la Recaudación Variable por Transporte de Energía por Línea.

$$RVTE = \sum_i RVTEL_i$$

La Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP) es igual a la parte que corresponde al período del sobre costo determinado por el OED, de acuerdo a lo que se indica en el Anexo 3 de los Procedimientos. Esta recaudación se obtiene indirectamente como la diferencia entre lo que abonan mensualmente por potencia los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM y lo previsto en la Programación Estacional ó Reprogramación Trimestral pagar a los Generadores por su venta de potencia al precio correspondiente en el Mercado afectado por su respectivo Factor de Adaptación.

La Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) será la suma de la recaudación por energía y por potencia.

$$RVT = RVTE + RVTP$$

Cuando una línea "i" entre los nodos "na" y "nb" vincula un área desvinculada con el Mercado o dos áreas desvinculadas entre sí, produce una recaudación variable adicional denominada Recaudación Variable por Precio Local de Energía (RVPLE_i).

$$RVPLE_i = ABS [E_{na} * (PME_{nb} - PME_{na}) * FN_{na}]$$

siendo :

* na : el nodo más alejado eléctricamente del Mercado

* nb : el nodo más cercano eléctricamente del Mercado

* E_{na} : energía transportada en el nodo "na".

* PME_n : Precio de Mercado si el nodo "n" está en el Mercado, o Precio Local si el nodo "n" está en un área desvinculada

* FN_{na} : Factor de Nodo del nodo "na"

Anexo V – Apuntes sobre Mercados disputables y regulación

V.1 Condiciones para la existencia de monopolio natural

Las condiciones requeridas para que la existencia de un monopolio natural estén referidas principalmente a la presencia en dicho mercado de rendimientos crecientes a escala. La existencia de este tipo de rendimientos en una industria ó sector industrial hace que el libre juego de la oferta y demanda derive ‘naturalmente’ en una posición monopólica de la empresa que posee dicha estructura de producción. Dicha posición esta fundamentada principalmente en que la empresa monopolista obtendrá costos de producción más bajos que cualquier otro conjunto de firmas que puedan dar abasto al mercado al mismo tiempo.

Estudios más recientes recalcan que en el caso de las industrias monoproductoras de bienes homogéneos (como sería el caso de los generadores de electricidad), las economías de escala no constituyen una condición necesaria, aunque sí suficiente, para la existencia de un monopolio natural.

Entonces, un monopolio puede ser la estructura de la industria que presente el menor costo de producción para abastecer una demanda dada, aún cuando esa industria presente rendimientos decrecientes a escala.

La definición de monopolio natural entonces es la siguiente: Dentro de una industria, un monopolio se dice natural sí y solo sí la función de costos de esa industria es subaditiva.

Esto requiere que se verifique que

$$c\left(\sum_i x^i\right) < \sum_i c(x^i)$$

donde $c(\cdot)$ es la función de costos de la industria y X_i es la cantidad ó el vector de cantidades de producción requeridas para abastecer la demanda.

Estas condiciones indican que una sola firma podrá producir una cierta cantidad de un producto ó determinadas cantidades de un vector de productos a costos menores que cualquier conjunto de firmas mayor. La propiedad de subaditividad se deriva de las condiciones tecnológicas particulares de la función de producción de la empresa, considerando fijos los precios relativos de los factores de producción y la dimensión del mercado correspondiente.

La sustentabilidad de un monopolio natural puede ser afectada cuando en la empresa multiproductora las economías de escala específica sean más importantes que las economías de alcance. Una firma que produzca específicamente un determinado bien puede alcanzar puede desestabilizar al monopolio natural que produce de manera conjunta ese bien y otros productos que sean sustitutos cercanos a éste.

La sostenibilidad de monopolio natural se verificará cuando el mismo no afronte la posibilidad de que la competencia potencial se convierta en competencia efectiva y pierda parte de sus mercados. Aún si no se verificase la subaditividad de costos en la función de producción de la empresa, queda el tema de las barreras a la entrada. Si éstas existiesen, sean legales, de escala ó cualquier otra que se verifique, el monopolio natural sería sustentable,

V.2 Mercados disputables y regulación

La teoría de los mercados disputables puede ser vista como una generalización del modelo de competencia perfecta. La existencia de la competencia perfecta en todos los mercados de bienes y de factores constituye una condición necesaria para alcanzar una situación de óptimo social paretiano. Sin embargo los requisitos que hacen falta para que los mercados sean perfectamente competitivos son muy

restrictivos. En particular se exige que no existan rendimientos crecientes a escala ó externalidades.

La teoría de los mercados disputables no ha tratado el caso de la externalidades pero sí la de las situaciones en que las economías de escala están presentes.

En ese sentido puede afirmarse que la teoría de los mercados disputables constituye un intento de proveer un sustituto para la competencia perfecta en un mundo económico donde predominan las economías de escala.

Asimismo la presencia de mercados disputables conduce a que exista eficiencia estructural en un mercado donde prevalezcan condiciones de producción con economías de escala. La eficiencia estructural esta referida a aquella que garantiza que una determinada industria ó sector industrial se produzca con el nivel de costos mínimos.

V.3 La disponibilidad de mercados y regulación

La idea básica de la disponibilidad de los mercados es que un mercado puede ser vulnerable a las fuerzas competitivas aunque esté caracterizado por una situación monopólica u oligopólica. Las empresas que ocupan el mercado son técnicamente ineficientes, aplican precios excesivos a sus productos ó explotan a los consumidores de alguna otra manera, la entrada exitosa de competidores es posible.

En consecuencia, los mercados disputables deben estar caracterizados por una libre y fácil entrada y salida de modo tal que la competencia potencial puede ser suficiente para disciplinar el comportamiento de las firmas oligopólicas ó monopólicas presentes en el mercado.

Un mercado se dice perfectamente disputable si en el se verifica que:

1) Los potenciales entrantes tiene acceso al mismo conjunto de técnicas productivas y demanda de mercado que aquellas que están disponibles para las empresas presentes en el mercado.

2) No existen restricciones legales para la entrada ó salida del mercado y tampoco hay costos especiales que deben enfrentar el entrante pero que no recaen sobre las firmas que ocupan el mercado. Es decir que la tecnología utilizada puede implicar economía 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 (es decir no hay reacción instantánea), pero los consumidores responden inmediatamente a las diferencias de precios.

Es decir se requiere que 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 quiere decir que una firma puede ingresar a un mercado monopólico u oligopólico si es que espera obtener beneficios fijando precios inferiores a los de las 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. Aquí, las economías de escala no constituyen barreras a la entrada, en la medida en que el oligopolio ó monopolio a que puedan dar lugar no sea sustentable.

En presencia de costos hundidos, estos constituyen una barrera a la entrada dado que son costos que deben ser afrontados por la empresa entrante pero no por las ya presentes en el mercado. Los costos hundidos son aquellos que pueden recuperarse ó al menos no fácilmente. Entre estos se puede destacar como ejemplos los sistemas de transmisión de electricidad ó las vías de un ferrocarril. Es decir la característica principal de los costos hundidos es no son fácilmente reconvertibles en capital líquido.

En los mercados disputables no importa tanto la competencia efectiva como la competencia potencial que permite disciplinar el comportamiento de los agentes del mercado. Ahora nuevamente, con presencia de mercados disputables, podemos asegurar que se alcance un óptimo social, aún cuando el mercado esté poblado de oligopolios y monopolios.

La necesidad de regulación se fundamenta en la falta de un mercado razonablemente disputable ó en la imposibilidad de sustentar un monopolio natural en un mercado disputable en función de estrategias de fijación de tarifas no subsidiadas. Por ejemplo, un monopolio natural puede no ser sustentable si opera con la obligación de prestar el servicio y no se le exige lo mismo a las incorporaciones potenciales.