



*Universidad Nacional de La Plata
Facultad de Ciencias Económicas
MBA - Maestría en Dirección de Empresas*

Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino

Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados

Trabajo final para optar al título de Magister

Autor: Fernando Gabriel Stábile

Director: Guillermo A. Corres

La Plata

Noviembre de 2011

INDICE

A) RESUMEN EJECUTIVO	1
B) INTRODUCCIÓN	2
B.1.) PLANTEO DEL PROBLEMA	2
B.2.) OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION	4
B.3.) EVALUACION DEL PROBLEMA.....	4
B.4.) ALCANCE DE LA INVESTIGACION	5
C) MARCO TEORICO DE REFERENCIA	5
C.1.) CONCEPTOS ECONOMICOS SOBRE SUBSIDIOS:.....	6
C.2) CARACTERISTICAS DEL BIEN ENERGÍA ELÉCTRICA:	7
C.2.i) <i>Conceptos básicos sobre Energía eléctrica:</i>	7
C.2.ii) <i>Características de la energía eléctrica:</i>	9
C.3) DESCRIPCION DE LA HISTORIA DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO:	10
C.3.i) <i>Desde 1882 a 1930</i>	10
C.3.ii) <i>Desde 1930 a 1943</i>	13
C.3.iii) <i>Desde 1943 a 1955</i>	14
C.3.iv) <i>Desde 1955 a 1989</i>	15
C.3.v) <i>Desde 1990 a 2001</i>	18
a. Características del MEM	18
b. Organización del MEM.....	19
c. Agentes del MEM	19
d. Instituciones del MEM	24
e. Implementación de los cambios.....	24
C.3.vi) <i>Desde 2002 a la actualidad</i>	25
a. GENERACION	26
a.1. Mecanismos para aumentar o sostener la oferta:	27
a.2. Mecanismos para reducir la demanda.....	29
b. DISTRIBUCION.....	30
c. TRANSPORTE	32
C.4) CALCULO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES.....	33
C.5) SUBSIDIOS A LA ELECTRICIDAD EN ARGENTINA	35
D) METODOLOGIA	36
D.1.) POBLACION Y MUESTRA	36
D.2.) TIPO DE INVESTIGACION	37
D.3.) TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS	37
D.4.) TECNICAS DE ANALISIS	38
E) RESULTADOS	39
E.1.) EVOLUCIÓN INDICADORES GENERALES DEL MEM.	39
a) Cantidad de Agentes	39
b) Potencia Instalada	40
c) Indisponibilidad del parque térmico	41
d) Reserva nominal y Reserva efectiva	42
e) Precios de mercado.....	43
f) Eficiencia de la generación térmica.....	45
E.2.) EVOLUCIÓN INDICADORES ESPECÍFICOS DEL SECTOR DISTRIBUCION.....	45

<i>E.2.i) Indicadores genéricos y operativos</i>	46
g) Evolución variables macro	46
h) Demanda de energía	46
i) Pérdidas de energía.....	47
j) Productividad	48
k) Calidad de Servicio	49
<i>E.2.ii) Indicadores económicos</i>	50
l) Ratios de rentabilidad operativa	50
m) Ratios de Costos operativos	51
n) Inversiones.....	54
o) Flujo de Fondos de las operaciones y EBITDA.....	56
<i>E.2.iii) Indicadores financieros</i>	57
p) Financiamiento.....	57
q) Retorno de los inversores.....	58
E.3.) EVOLUCIÓN Y COMPARACION DE TARIFAS FINALES	61
E.4.) EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACION DE OTROS ACTORES	66
<i>E.4.i) Los usuarios:</i>	66
<i>E.4.ii) El Sindicato de Luz y Fuerza (LYF)</i>	66
<i>E.4.iii) Instituciones del MEM</i>	67
F) CONCLUSIONES	68
F.1.) SÍNTESIS DEL ESTADO ACTUAL	68
F.2.) PRINCIPALES CONCLUSIONES	70
<i>F.2.i) El primer objetivo</i>	70
<i>F.2.ii) El segundo objetivo</i>	73
<i>F.2.iii) El tercer objetivo</i>	79
F.3.) EVALUACIÓN	82
G) RECOMENDACIONES	83
H) BIBLIOGRAFIA	84
I) GLOSARIO DE TERMINOS	85
J) ANEXOS	87

A) RESUMEN EJECUTIVO

A lo largo de este trabajo se expone la evolución histórica del Mercado Eléctrico argentino desde sus orígenes hasta la actualidad, dividiendo tal historia en varios períodos pero haciendo especial énfasis en los dos últimos, que se inician en 1990 y reconocen como hito divisorio el fin del régimen de la Convertibilidad en 2002. La gestión y los resultados obtenidos por este mercado en ambos períodos fueron y han sido fuertemente influenciados por las disímiles políticas de precios aplicadas en cada uno de ellos: tarifa sin intervenciones en la primera etapa y fuerte control y distorsión de precios relativos en la segunda.

La aplicación de estas políticas sobre un producto -la energía eléctrica- que no es sólo un bien económico sino además un insumo fundamental para el desarrollo de un país, requieren de una visión de largo plazo, estratégica e integral, pues de lo contrario se corre el riesgo de caer en la problemática actual en la que se evidencia un claro retraso en la tarifa abonada por el usuario final respecto a su costo, generando distorsiones de precios relativos que afectan a toda la economía. La posibilidad de hacer una aportación objetiva y concreta para dimensionar el problema mencionado es el motivo principal para realizar este trabajo.

Los objetivos del mismo se relacionan entonces con la comparación del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista argentino y los resultados obtenidos por sus integrantes en cada una de estas dos etapas, intentando asimismo observar paralelismos entre la situación actual y momentos anteriores de la historia de la energía eléctrica en Argentina.

A tales efectos se recolectaron datos de distintas fuentes del sector y se elaboraron con ellos indicadores cuantitativos y cualitativos de la gestión del mercado, tanto a nivel general como en forma específica para el sector de Distribución, trabajando en este caso sobre información consolidada abarcando aristas operativas, económicas, financieras y tarifarias.

Los resultados obtenidos permiten no solamente dimensionar la magnitud de la problemática tratada, sino situar a la misma como parte del contexto económico, social y político anterior y posterior al año 2002, entroncándose con temas tales como la discusión acerca del nivel de intervención del Estado en la economía, el poder creciente de las organizaciones intermedias de usuarios y trabajadores, y distintas opciones para la prestación de servicios públicos, quedando margen incluso para alguna reflexión acerca de como los vaivenes económicos de la historia argentina desde principios del siglo XX encuentran hoy al mercado eléctrico en una situación que reconoce múltiples coincidencias con otra época de dicha historia, separada de la actualidad por más de sesenta años.

B) INTRODUCCIÓN

En esta sección del trabajo se plantea el problema analizado y se realiza una evaluación de la relevancia del mismo. Luego se establecen los objetivos perseguidos por la investigación para finalizar realizando algunas consideraciones sobre el alcance de la misma.

B.1.) PLANTEO DEL PROBLEMA

La energía eléctrica, más allá de ciertas características que la distinguen de otros bienes, no deja de ser un bien o producto económico. Como tal, se comercializa en un mercado, el cual en Argentina se denomina Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Al igual que en todo mercado, en el MEM interactúan la oferta (representada por los productores de electricidad o Generadores) y la demanda (representada principalmente por los Distribuidores de Electricidad); existe en el MEM, al igual que en cualquier otro mercado, un soporte físico para llevar el producto desde los lugares donde se produce a los lugares donde se consume (actividad realizada por los Transportistas de Electricidad). Como resultado de la interacción entre estos agentes del mercado se fija un precio. La electricidad, como otros bienes, posee también productos complementarios y sustitutos, y es asimismo un insumo de gran cantidad de productos finales, y por ende parte importante del costo de los mismos.

Pero la energía eléctrica es además un producto de gran importancia en la economía: es sin duda el energético más utilizado en el mundo. La electricidad es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social y elemento esencial para el desarrollo tecnológico. Desde la invención de las principales aplicaciones prácticas de la electricidad (bombilla eléctrica, motor de combustión, turbinas, etc.), ha permitido multiplicar la capacidad de trabajo del hombre y por lo tanto la producción de bienes y servicios. Como tal, cualquier distorsión artificial introducida en su precio impacta no sólo en sus propios niveles de oferta y demanda, sino también en los precios de toda la economía y, en última instancia, afecta al crecimiento de un país. En Argentina se han verificado dichas distorsiones en varias ocasiones, pero es en realidad a partir del año 2002, y luego de un período de 10 años de existencia de una tarifa sin intervenciones, en que dicho fenómeno se ha reiniciado, intensificado y alcanzado una magnitud nunca antes observada. Desde el fin de la Convertibilidad, y en forma creciente con el tiempo, el precio de la energía eléctrica pagado por el usuario final del servicio ha contenido subsidios directos, indirectos y/o cruzados, ya sea en forma implícita o explícita. Esto se ha materializado en primer lugar a través de un virtual “congelamiento” en la remuneración del transportista de electricidad y,

principalmente y en forma mas notoria, en las tarifas finales –“minoristas”- cobradas por los Distribuidores (congelamiento que se observa también en otros servicios públicos como el gas, el agua corriente, el transporte de pasajeros, etc.). En segundo lugar esta distorsión se ha manifestado a través de cambios en la forma de fijación del precio mayorista, orientados a reducirlo artificialmente y trasladar dicha reducción al precio final.

Esta situación, que en principio puede ser percibida como beneficiosa por el usuario final, genera en realidad una serie de problemas y trastornos a mediano y largo plazo, algunos de los cuales son fácilmente evidenciables, pero otros requieren conocer con cierto detalle el funcionamiento del MEM. Una enumeración no taxativa de los problemas presentes en la actualidad es la siguiente:

- Una tarifa baja en términos relativos y absolutos fomenta el derroche del recurso.
- Lo anterior se acentúa en un contexto de alto crecimiento económico motorizado por el consumo (en vez de por la inversión) y acompañado por una elevada inflación, factores todos que promueven la compra de artículos de confort que nuevamente incrementan el consumo eléctrico (por ejemplo aire acondicionado, microondas, calefacción eléctrica, etc.).
- La consecuente mayor producción de electricidad incrementa el costo de los insumos necesarios para generarla (principalmente combustibles líquidos y gaseosos) y por lo tanto presiona también al alza al precio pagado por los usuarios finales.
- La escasez de gas (el insumo de producción térmica de electricidad más barato y eficiente) debido a un panorama similar en ese mercado, deriva en la utilización de sustitutos sub-óptimos en cuanto a precio y rendimiento, como el fuel oil y el gas oil.
- Los bajos precios reconocidos al productor brindan una señal económica que desalienta la inversión en nueva oferta de generación, necesaria para sostener adecuadamente el sistema eléctrico y acompañar el crecimiento de la demanda.
- El congelamiento del precio final, sin respetar la ecuación económica de transportistas y distribuidores, produce una reducción de inversiones que en última instancia afecta la calidad del servicio que percibe el usuario actual (frecuencia y duración de cortes, nivel de tensión, etc.) pero también dificulta la incorporación de nuevas industrias y el incremento de capacidad de las existentes, por falta de fondos para realizar las generalmente significativas inversiones para darles suministro, que la tarifa actual no permite repagar en el tiempo.

Estos fenómenos no sólo han redefinido totalmente el funcionamiento del MEM, sino también creado un alto grado de incertidumbre en toda la economía debido a la falta de

premisas claras sobre la probable evolución futura del precio de este *commodity*, hoy totalmente distorsionado.

B.2.) OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

El trabajo a presentar persigue una serie de objetivos que se encuentran incluidos dentro de una secuencia lógica y metodológica. Los mismos consisten en:

1. Comparar el funcionamiento del MEM desde su conformación moderna en la década del 90 (durante la vigencia de la Convertibilidad) con el funcionamiento del mismo en la última década (a partir de 2002, luego de la caída de tal esquema).
2. Realizar la misma comparación entre ambos períodos para los principales efectos de la regulación y resultados obtenidos (operativos, económicos, financieros, etc.) por parte de los distintos actores del sistema (Generadores, Transportistas y especialmente Distribuidoras) y por el mercado en su conjunto.
3. Analizar la relación entre la situación actual del MEM con otros momentos de la historia de la energía eléctrica en Argentina.

B.3.) EVALUACION DEL PROBLEMA

Como se ha indicado anteriormente, la electricidad es un insumo fundamental para el crecimiento y desarrollo de la economía de un país. La gestión de dicho recurso y las políticas aplicables sobre el mismo definen (junto con las políticas gasíferas y de hidrocarburos) el perfil del sector energético de un Estado. Establecer cuales han sido las políticas y gestiones que más han coadyuvado en ese sentido implica identificar las claves de uno de los pilares más significativos en el bienestar de una comunidad. Es dable esperar que dichas políticas sepan considerar y combinar las características técnicas del producto energía eléctrica con su condición de servicio público e insumo imprescindible para el crecimiento, para lo cual debe primar en su elaboración una planificación a largo plazo, un adecuado grado de previsión y un enfoque integral. El tratamiento de este tema desde una óptica exclusivamente política, parcializada, coyuntural y con visión cortoplacista atentará sobremanera contra el futuro de un país, propiciando su estancamiento o su involución.

El punto anterior expone la principal razón que justifica la ejecución del trabajo final, existiendo también otras motivaciones secundarias de este estudio, tales como la posibilidad de hacer una aportación en un tema que representa una problemática actual en la Argentina, pero para el cual se observa en ocasiones escasez de información disponible y en otros

casos un inadecuado abordaje del mismo. Por último, el tema es del interés del ejecutor del trabajo final por tratarse de una problemática afín a su actuación profesional.

B.4.) ALCANCE DE LA INVESTIGACION

Todo tema de estudio presenta una cierta complejidad la cual crece exponencialmente según la relevancia y generalidad del mismo; intentar abarcar todo el conocimiento existente sobre el mercado eléctrico en Argentina sería una tarea que excedería ampliamente los límites de tiempo y espacio establecidos para el trabajo final. Existen otras dos características de Argentina que refuerzan esta apreciación:

- Su gran extensión y sus amplias distancias, que obligan a pensar en grandes y variadas inversiones en materia de infraestructura eléctrica.
- Su régimen federal, del cual derivan distintas regulaciones para cada provincia.

Es por ello que se intentará limitar la exposición del marco teórico a los aspectos más relevantes, dejando de lado información de la que es factible prescindir. Por ejemplo, la infraestructura de Transporte de electricidad en Argentina, debido a su gran extensión, es necesariamente de gran magnitud, las inversiones iniciales son onerosas y la regulación de dicha sub-actividad es compleja; sin embargo, debido a la manera en la que está definida la tarifa eléctrica para los usuarios finales (las ampliaciones de transporte no son parte de la misma en forma explícita) su influencia en el precio final de la electricidad es menor, en comparación con la participación en la misma de los costos de generación y de distribución del fluido eléctrico. Por lo tanto, sólo se realizarán menciones menores sobre esta actividad de Transporte.

Similares consideraciones pueden realizarse respecto a la descripción de la evolución histórica del MEM en Argentina. Se procurará incluir solamente aquellos hechos y procesos en los cuales se puedan observar repeticiones o ciclos, los problemas evidenciados en cada uno de ellos y las soluciones adoptadas en cada caso, y que sean atinentes al objetivo de relacionar la evolución histórica con la situación actual.

C) MARCO TEORICO DE REFERENCIA

Como se ha indicado anteriormente, los objetivos del presente trabajo final se relacionan en todos los casos con la comparación del funcionamiento, la regulación y el desempeño de la versión actual del MEM argentino (bajo un esquema de fuerte intervención estatal a través de subsidios) con otras épocas de la historia de Argentina, haciendo especial énfasis en las

comparaciones con el período 1991-2001. En consecuencia, se entiende que elaborar el marco teórico existente requiere desarrollar en primer lugar el concepto de “subsidios”, para luego detenerse en el producto “energía eléctrica”, describiendo sus principales características y la historia de su mercado en Argentina, explicitando posteriormente como se determina su precio en forma teórica, cerrando el ciclo finalmente con una cuantificación de los subsidios a la electricidad existentes.

C.1.) CONCEPTOS ECONOMICOS SOBRE SUBSIDIOS:

En esta sección se siguen principalmente las obras clásicas de SAMUELSON y en menor medida la de DORNBUSCH¹.

El Estado, además de los gastos incurridos por la operación de los servicios que presta (salud, seguridad, justicia, educación, etc.), asume otras funciones que implican considerables erogaciones. Se trata de las transferencias, con las cuales el Estado desvía flujos de fondos con una actitud no productiva sino redistributiva. Se denominan transferencias porque no constituyen un acto de consumo, sino que serán registrados como tal cuando se destinen a la adquisición de bienes y servicios por parte de quienes las recibieron. En estos casos el Estado actúa sin pretender retribución alguna, para amparar a ciertos grupos, promover justicia social y también fomentar la expansión de actividades consideradas estratégicas.

Entre los gastos de transferencia se destacan los gastos sociales (jubilaciones y pensiones, seguro por desempleo, etc.) y los subsidios. Los subsidijs son transferencias en beneficio de empresas privadas o públicas que reflejan normalmente decisiones de política económica en el sentido de que favorecen a algunos agentes económicos o a usuarios de ciertos servicios públicos. Un subsidio equivale a la diferencia entre el verdadero costo de un bien o servicio y el menor precio que se exige como contraprestación del mismo. Desde el punto de vista económico un subsidio es el mecanismo opuesto a un impuesto, ya que fomentan la producción o el consumo de un determinado bien (trasladan la curva de oferta a la derecha). Los subsidios pueden ser “directos” cuando son otorgados en forma expresa (pudiendo incluso discriminarse los mismos en la factura pagada por el usuario) o “indirectos”, cuando mediante medidas gubernamentales se apoya indirectamente a la empresa, por ejemplo las regulaciones o compras realizadas por parte del Estado. Un caso particular son los subsidios “cruzados”, en los cuales la empresa mantiene un ingreso total suficiente, pero cobra

¹ Samuelson, obra citada. Capítulos 1, 2, 4, 9 y 16. Dornbusch, obra citada. Capítulos 2 y 3.

distintos precios a sus clientes, de modo que algunos pagan más que el costo real para permitir que otros paguen menos. No hay necesidad en este caso de que el Estado pague un monto en concepto de subsidio.

Otra manera del Estado de intervenir en un mercado en lugar de subsidiar un bien es fijar un precio máximo. Dichos precios representan inflación reprimida y crean un exceso de demanda que se cubre mediante el racionamiento o un “mercado negro”. Todos los precios fijados políticamente permiten impedir o atenuar graves perjuicios o injusticias que resultarían del juego de las fuerzas del mercado, pero significan una perturbación de éste, a veces con repercusiones inconvenientes no siempre previsibles o evitables. Constituyen un fuerte gasto en el presupuesto del país, pero además promueven indirectamente la ineficiencia, desigualdades e incluso fricciones internacionales. En general distorsionan la economía, ya que dificultan conocer el costo real de bienes y servicios. Es más recomendable influir sobre la oferta o sobre la demanda y no sobre el precio, que es más bien una consecuencia. Por todo lo expuesto es que se aconseja su uso en situaciones especiales, en forma específica a quienes lo necesiten y por un plazo determinado.

C.2) CARACTERÍSTICAS DEL BIEN ENERGÍA ELÉCTRICA:

Para entender las similitudes y diferencias de la energía eléctrica con otros bienes económicos se expondrán por un lado algunos conceptos básicos sobre energía eléctrica y luego se mencionarán algunas características distintivas de dicho producto.

C.2.i) Conceptos básicos sobre Energía eléctrica:

Para este primer aspecto se seguirá a GUSSOV², así como material didáctico incluido en la página Web de la Secretaría de Energía. Se definirán únicamente los conceptos esenciales, pudiéndose encontrar información adicional en el Glosario.

Energía: En Física se la define como la capacidad de un cuerpo para realizar o producir un trabajo, ya sea en forma de movimiento, luz, etc. La energía no es un estado físico real, sino sólo una magnitud escalar que se le asigna al cuerpo, es decir que es una herramienta o abstracción matemática de una propiedad de los sistemas físicos (en este caso, su capacidad de efectuar un trabajo).

² Gussov, obra citada. Capítulos 1 y 3.

Tipos de energía: La energía se manifiesta de varias formas, ya sean naturales (solar, química –presente en cuerpos combustibles- y bioquímica – presente en seres vivos-) o con intervención del hombre en su control (hidráulica, térmica o calórica –originada en la combustión-, eólica, eléctrica, etc.). Las distintas manifestaciones o formas de energía pueden transformarse unas en otras³, con alguna pérdida de eficiencia⁴.

Energía Eléctrica: Es la forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial o diferencia de carga⁵ entre dos puntos. Por un fenómeno físico, esa diferencia de potencial, también llamada tensión o voltaje, permite establecer entre ambos puntos cuando se los une mediante un conductor un flujo de electrones (denominado corriente eléctrica o “electricidad”) que cesará cuando ambos puntos igualen su potencial. El flujo de electrones continuará si se conecta una fuerza externa a este circuito, es decir un generador.

Generación de energía eléctrica: Consiste en transformar alguna clase de energía de las mencionadas en energía eléctrica. Para la generación para el consumo masivo se recurre a instalaciones denominadas Centrales o plantas eléctricas. Estas pueden ser:

- **Centrales termoeléctricas o térmicas:** La fuente de energía es el calor, que puede obtenerse de combustibles fósiles (gas natural, carbón, petróleo y derivados) o de la fusión de un combustible nuclear (por ejemplo uranio). En general consisten en una caldera en la que se quema el combustible para calentar agua; el vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación en una turbina de vapor (TV), cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad.
- **Ciclos combinados:** Es un tipo especial de central termoeléctrica más eficiente, ya que los gases de la combustión se usan para mover una turbina de gas (TG) y luego esos mismos gases se transforman en vapor para mover una TV.
- **Central hidroeléctrica:** Aprovecha la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua en su caída mueve enormes turbinas hidráulicas que producen la electricidad en alternadores.
- **Grupo electrógeno:** Es una máquina que mueve un generador de energía eléctrica a través de un motor de combustión interna

³ Por ejemplo, una explosión transforma energía química en mecánica, la incandescencia es la transformación de energía calórica en radiante, una pila transforma energía química en eléctrica, la fotosíntesis traduce energía radiante en química.

⁴ Según el 1° y 2° principio de la termodinámica (conservación de la energía y entropía, respectivamente)

⁵ La carga eléctrica es una propiedad de la materia que se mide por la relación entre los electrones y los protones de un cuerpo. La capacidad de una carga de efectuar un trabajo se denomina Potencial.

- Otras tecnologías: Paneles solares fotovoltaicos, molinos de viento, etc.

Potencia eléctrica: La potencia da una idea de la rapidez o velocidad con que se realiza un trabajo, es decir que es la cantidad de energía absorbida o disipada por unidad de tiempo. Cuanto mayor sea la potencia de un equipamiento, mayor será la energía que este pueda producir en el tiempo. Se mide en Watts (W)⁶ o sus múltiplos: Kilo watt (kW), Mega watt (MW), Giga watt (GW), etc. La potencia en el tiempo produce la energía eléctrica, la cual para pequeñas unidades se mide en joules (un joule es el trabajo de un W en un segundo), pero para medir grandes cantidades se utiliza el kilo watt - hora (kWh)⁷ y sus múltiplos, análogos a los de la potencia.

C.2.ii) Características de la energía eléctrica:

Se seguirán aquí los artículos de MEYER y ROMERO citados en la sección bibliográfica, que permiten enunciar las siguientes características:

- 1. Intangibilidad:** Servicio de prestación intangible y por ende difícil de percibir. Desde el punto de vista de su comercialización esto dificulta la identificación por el cliente, su promoción (no se puede apelar a los sentidos), diferenciación y cálculo de su precio.
- 2. Inseparabilidad:** El servicio no puede separarse del prestador. Primero se vende y luego se produce y consume al mismo tiempo, lo que impide la producción centralizada y en masa.
- 3. Caducidad:** No existen métodos económicamente viables de almacenamiento. La demanda no puede regularse.
- 4. No direccionalidad:** Es un fluido que no se envía por las líneas o conductores que se desea, sino que fluye según la resistencia que las mismas le oponen.
- 5. Existencia de monopolios naturales:** el Transporte y la Distribución de electricidad constituyen monopolios naturales. Esto es así por dos motivos relacionados:
 - a. Las empresas muestran economías de escala: en general, en el tramo relevante de la curva, sus costos medios y marginales decrecen al aumentar su producción⁸.
 - b. La especificidad de los activos: una vez que ha ingresado en el mercado un nuevo competidor, en caso de tener que salirse no podrá recuperar la inversión que hizo en activos, porque son inutilizables en otros sectores.

⁶ En la práctica también se usa el caballo de fuerza (HP), que equivale a 746W de potencia

⁷ Un kWh es la energía consumida por 1.000W trabajando una hora. Por ejemplo, 10 lámparas de 100W encendidas durante una hora consumirán 1 kWh.

⁸ Por lo tanto la empresa monopólica puede cobrar un precio más bajo si un competidor intenta entrar al mercado, ya que este tendrá por lo general inicialmente un tamaño menor (y costos medios mayores) que el monopolista.

De lo anterior se deduce que no es conveniente duplicar la infraestructura, sino tener una única empresa operando. Toda solución en la que más de un prestador compita por los usuarios, será a mayor costo para los mismos. Debe, eso sí, utilizarse la regulación estatal para fijar un precio máximo que permita al mercado alcanzar la eficiencia productiva⁹ pero también al monopolista recuperar los costos para garantizar la sustentabilidad y asimismo no generar racionamiento del consumo.

6. Escala de planta: Del inciso anterior se deduce que, en teoría, el distribuidor y el transportista de electricidad han construido una escala de planta sobredimensionada y la operan por debajo del óptimo (mínimo Costo Medio). Esto se relaciona con dos características de estos negocios: la necesidad de atender picos extraordinarios de demanda y la necesidad de “redundancias” en la red eléctrica para resolver contingencias de cortes en distintos sectores.

C.3) DESCRIPCION DE LA HISTORIA DEL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO:

Describir la historia de la electricidad en Argentina es también un recorrido por su historia económica, social y política desde fines del siglo XIX a la actualidad, observándose las mismas tendencias, ideologías, marchas y contramarchas. La exposición se dividirá en seis períodos, que en buena medida coinciden con las etapas de dicha historia. Para la elaboración de esta sección se utilizaron distintas fuentes (todas ellas incluidas en la sección de referencias bibliográficas), tanto abarcadoras de todas las etapas, tal es el caso de LUNA, como material abocado específicamente a uno o más períodos, como en el caso de los trabajos de GENTA y el de VILLULA (primeros tres períodos), BASTOS Y ABDALA (cuarto y quinto período), trabajos de SUAZO y ROMERO (ambos del quinto período), los informes publicados por MONTAMAT y otros (sexto período) así como distintas leyes nacionales y provinciales, resoluciones de la Secretaría de Energía y las Memorias y Balances de distintos actores del MEM de los últimos quince años (quinto y sexto período).

C.3.i) Desde 1882 a 1930: Se dijo anteriormente que la electricidad es un fenómeno físico, y por ende sus efectos se observan en diferentes hechos naturales. Los primeros estudios sobre tal fenómeno se remontan a Tales de Mileto, en el siglo VI antes de Cristo, pero recién en el último cuarto del siglo XVIII, con la Revolución Industrial, comienza la época de

⁹ Debe recordarse que el monopolista maximiza beneficios cuando su ingreso marginal iguala a su costo marginal (cortando al ingreso marginal desde abajo), y esto genera un equilibrio con menor cantidad vendida y mayor precio que en la competencia perfecta. Un precio regulado que iguale al Costo Marginal de la empresa maximizará la cantidad vendida.

descubrimientos, pudiendo mencionarse los aportes de Franklin, Coulomb, Galvani, Ampere, Faraday, Ohm, Volta, Joule, hasta que en 1864 James Maxwell elaboró una serie de ecuaciones que unificaban la descripción de los comportamientos eléctrico y magnético de la materia. Pero el gran salto en el progreso no se produce tanto por las investigaciones científicas sino por la aplicación tecnológica de los inventos conocidos. Al igual que en otros rubros, dicho avance se produjo en el último cuarto del siglo XIX, cuando a nivel mundial se manifestaban las condiciones propicias¹⁰. En este marco, en 1879 Thomas Alva Edison crea la lámpara incandescente. En esa década aparecieron también las turbinas eléctricas y el motor de combustión interna.

En Argentina, si bien entre 1860 y 1880 habían llegado las “novedades eléctricas” con relativamente poco retraso (telégrafo, teléfono, relojes eléctricos, etc.), es con este invento de Edison que se da el impulso inicial al servicio eléctrico en este país, a través de dos vertientes: el alumbrado público y la electrificación del tranvía. En el primer caso, en 1882 el ingeniero Cassels, representante de una empresa eléctrica de EEUU, inició gestiones ante la municipalidad de Buenos Aires para obtener la concesión del alumbrado público y privado de la ciudad. La baja calidad de la demostración motivó el rechazo de dicha solicitud. Cassels se trasladó entonces a la recientemente fundada ciudad de La Plata instalando en 1883 una usina y doscientos focos, convirtiendo a esta ciudad en la primera en contar con alumbrado público en Sudamérica. Posteriormente, en 1887, el ingeniero argentino Rufino Varela instaló en la ciudad de Buenos Aires una pequeña generadora con un motor de 12HP. A partir de 1890 la Municipalidad de Buenos Aires (MCBA) otorgó permisos a varias empresas para colocar cables e instalaciones en la vía pública y prestar el servicio eléctrico. Es así que coexistieron en la MCBA instalaciones de una empresa francesa, dos alemanas, una norteamericana (la Edison), la compañía de Varela, compañías de tranvías e incluso de la propia municipalidad. Hacia 1897 se instala en Buenos Aires la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE), de capitales alemanes, que con una política agresiva adquirió al resto de las empresas entre 1898 y 1904. Las primeras concesiones del servicio mostraban las siguientes características:

- Eran municipales y con regulación precaria subordinada a la legislación general.
- Usinas de reducida potencia, dispersas e importadas, al igual que sus combustibles.

¹⁰ Se produjo la conjunción de una época de paz en el mundo occidental, aumento significativo de población, urbanización, industrialización y comercio exterior. A nivel microeconómico las empresas personales comienzan a ser sustituidas por grandes sociedades anónimas administradas por profesionales (concentración) y se registran movimientos de las masas laborales. Desde el punto de vista político se sigue el modelo de monarquías o estados liberales y constitucionales: el Estado se funda en la democracia y la sociedad es libre (“mano invisible”), siendo este el basamento del imperialismo.

- Las tarifas se establecían en moneda nacional pero se ajustaban según el precio del oro, debían ser aprobadas por la MCBA pero no existían datos sobre el real costo del servicio.

- Los servicios de capitales extranjeros en grandes ciudades eran usualmente más caros que los brindados en las pequeñas por Cooperativas, debido a la necesidad de reconocer una ganancia al inversor y el mayor compromiso con la comunidad de los cooperativistas.

Ante esta situación, se le encargó a Jorge Newbery¹¹ estudiar la posibilidad de municipalizar el servicio, entregando este un informe que abarcaba temas de sorprendente actualidad, tales como la responsabilidad del poder público sobre el servicio (independientemente del establecimiento de una concesión), la necesidad de subsanar los defectos de un monopolio, la eficacia o no de los controles sobre los servicios, argumentos acerca de la incapacidad, ineficiencia y corrupción del poder público para prestar un servicio público y hasta la “seguridad jurídica” reclamada por las inversiones extranjeras. El informe recomendaba la municipalización y fue discutido largamente en el Concejo Deliberante de la ciudad (CDBA), pero se siguió un camino alternativo reclamado por las empresas: una estabilización de los precios a cambio de derechos de exclusividad y concesiones duraderas. Fue así que en 1907 el CDBA firmó un Contrato de Concesión con la CATE con las siguientes condiciones:

- Plazo de concesión de 50 años al final del cual los bienes al inicio se revertían en forma gratuita a la MCBA. Las ampliaciones se pagarían a las empresas a su valor residual.

- Derecho a la generación, transporte y distribución de energía en la Ciudad de Buenos Aires. Podía proveer el servicio mediante la construcción de usinas en la ciudad o en la Provincia de Buenos Aires (con estas últimas podía abastecer a usuarios de la Provincia).

- Cláusula de trato igualitario ante futuras concesiones a otras empresas.

- Obligación de atender toda demanda a menos de 10 metros del cable de distribución. El usuario pagaba la diferencia por el exceso.

- Facultad de fiscalización de los libros de la CATE por la MCBA.

- La Tarifa residencial consistía en un cargo fijo más un cargo variable en función de la potencia instalada (real o presunta) del usuario mientras que las tarifas comerciales e industriales eran a convenir por la empresa con los particulares.

- Las tarifas se ajustaban por cambios en el valor del peso oro¹², pero también podían reducirse por un incremento en la cantidad de energía vendida (aplicando la ley de

¹¹ Además de ser uno de los fundadores de la aeronavegación argentina y famoso por sus hazañas deportivas, fue además Ingeniero Electricista graduado en Cornell, EEUU, alumno de Edison, ocupó un cargo jerárquico en una de las compañías eléctricas instaladas en Buenos Aires y a partir de 1900 fue nombrado Director General de Alumbrado de la MCBA.

¹² En 1907 un peso oro valía 2,2727 pesos papel según la Caja de Conversión.

Rendimientos Crecientes) y por adelantos tecnológicos, trasladando al usuario el 50% del beneficio obtenido por los menores costos.

- Pago de un único impuesto municipal por el 6% de la facturación.¹³

Se observa que, además de no consistir este acuerdo en una ley específica sobre la actividad, el mismo no contiene una metodología para el cálculo de tarifas, prácticamente no se regula la relación entre el concesionario y el cliente y existen además ciertas incongruencias jurisdiccionales. En 1912, con el argumento de establecer una competencia, se otorgó una concesión similar a la Compañía Italo Argentina de Electricidad (CIADE), pero esta rápidamente se dividió de común acuerdo el mercado con la CATE.

Esta primera época de las concesiones se destacó por el crecimiento exponencial del consumo de electricidad, atado a su uso en el transporte (Tranvía, ferrocarril y subterráneo), en la industria (con la invención del motor eléctrico y el motor diesel) y en el hogar (invención de los primeros electrodomésticos, ascensor, etc.). También se construyeron grandes usinas (Dock Sud en 1910, ubicada fuera de la MCBA y Puerto Nuevo, en 1926). Por último, existieron crecientes tensiones entre la CATE-CIADE y la MCBA, originadas en las debilidades del contrato de concesión firmado, al cual las empresas veían como un acuerdo entre privados. Se produjeron controversias acerca del sistema de medición de usuarios residenciales¹⁴, el traslado a tarifa de nuevos costos¹⁵, las tarifas convencionales (1924) y la aplicación de tarifas máximas en general (1927). Por último, en 1921 y como resultado de la derrota de Alemania los accionistas alemanes de la CATE vendieron su participación a un grupo de financistas europeos que crearon una sociedad continuadora de la CATE llamada Compañía Hispano Americana de Electricidad (CHADE), con sede en España.

C.3.ii) Desde 1930 a 1943: Los años treinta fueron muy convulsionados, tanto a nivel internacional -crack de Wall Street, movimientos totalitarios europeos, Segunda Guerra Mundial- como en su impacto en Argentina: golpe militar de 1930, gobiernos pseudo democráticos, modelo de sustitución de importaciones y aplicación de políticas keynesianas con intervención estatal. Este último punto entró en conflicto con las pretensiones de las empresas de negar injerencia a la MCBA para emitir ordenanzas de regulación y de intentar rebajar las tarifas: CHADE-CIADE objetaban que dichas modificaciones debían ser acordadas por las partes. Las conexiones que las empresas mantenían con el poder en

¹³ Este impuesto se mantiene en la actualidad con un porcentaje ligeramente superior bajo el nombre de Canon Municipal.

¹⁴ En esa época los sistemas de medición no estaban muy desarrollados y los existentes eran costosos; la empresa calculaba el consumo sobre la base de la potencia instalada en kilovatios, para lo cual debía hacer una estimación sobre ciertas bases o ingresar al domicilio de sus clientes.

¹⁵ Por ejemplo, aporte patronal del 8% establecido por ley 11110/21

general y con el Gobierno Nacional¹⁶ en particular, le permitieron a esta empresa llevar la discusión hacia la creación de una “Comisión de Conciliación” que resolvió las controversias en el marco del contrato existente, en forma relativamente favorable a CHADE. En 1936 la CHADE fue intimada por el CDBA a convertirse en una persona jurídica constituida en Argentina. La empresa cumplió con esta exigencia que en realidad era funcional a sus planes¹⁷ y transfirió sus acciones a la Compañía Argentina de Electricidad (CAE) que operaba en la provincia de Buenos Aires, pasando a llamarse CADE. Ese mismo año, CADE y CIADE ejercieron su influencia política y económica¹⁸ para lograr la sanción de las ordenanzas 8028 y 8029 en las cuales, a cambio de una reducción de tarifas (para lograr el respaldo popular), obtuvieron los siguientes cambios en su contrato de concesión:

- Prórroga del plazo (que vencía en 1957) por otros 15 años.
- Se anuló la cláusula de reducción de tarifa por progreso técnico.
- Se incluyeron mecanismos de ajuste de las tarifas atados al costo del combustible y a los salarios de los trabajadores de la empresa. Adicionalmente, se las mantuvo en pesos oro pero ajustables por devaluación del peso papel.

Esta irregular negociación fortaleció la posición de la nueva corriente de nacionalismo económico en materia de servicios públicos que dio inicio al período siguiente.

C.3.iii) Desde 1943 a 1955: Durante la Segunda Guerra Mundial la disponibilidad de capitales internacionales era escasa o nula, pero esto le permitió a Argentina llevar a cabo una incipiente política de industrialización, financiada por ventas de alimentos a Europa que dejaron un abultado saldo favorable de la balanza comercial. Esta política en época de bonanza generó un vertiginoso incremento de la demanda de electricidad, tanto por el mayor consumo industrial como por la migración del interior hacia las ciudades y la existencia de altos salarios destinados en parte al “confort” eléctrico. Este crecimiento superó la capacidad de los actores privados, produciéndose restricciones, apagones y caídas de tensión en todas las regiones, además de una insatisfacción de la demanda en zonas rurales y marginales. Una parte de esto se debía a la extensión del país, a las grandes distancias entre las ciudades y las fuentes primarias de energía y al alto costo de las inversiones iniciales en

¹⁶ La CHADE era prestamista del Gobierno Nacional en la época del Presidente Justo.

¹⁷ El estallido de la guerra civil en España era una amenaza potencial para la sede de la CHADE y para los bienes de la firma en Argentina, pero CHADE pretendía que la transferencia fuera planteada como una exigencia del gobierno argentino para evitar roces con las autoridades españolas y los accionistas minoritarios de esa nacionalidad.

¹⁸ La influencia política se manifestó tanto sobre el radicalismo (en la figura del candidato presidencial para las elecciones de 1938, Marcelo T. de Alvear) cuyos votos en el CDBA eran necesarios, como sobre el oficialismo conservador, deudor de las empresas. La influencia económica se manifestó a través de la compra de voluntades en el CDBA. Ver GENTA.

generación hidroeléctrica: hacia 1945 el 97% de la producción de electricidad estaba en manos privadas y sólo el 3% de la capacidad era hidráulica.

Estaban dadas las condiciones para la creación de emprendimientos estatales, y es así que a partir de 1943 surgen varios organismos con injerencia en el ámbito eléctrico, hasta que en 1947 nace Agua y Energía Eléctrica (AYEE), dedicada al estudio y explotación del servicio eléctrico en todo el país, e impulsora del desarrollo hidroeléctrico. Otras medidas del gobierno fueron el control de precios, creación de fondos pagados por el usuario para obras de infraestructura, raionamiento de energía (entre 1949 y 1953), y regulación de tarifas mediante un sistema de recargos y subsidios destinados a las empresas eléctricas, para que cubrieran los incrementos salariales otorgados a los trabajadores, llegando en 1949 a incluir en la Constitución Nacional la disposición de que todos los servicios públicos debían ser prestados por el Estado y que las empresas privadas serían expropiadas previa sanción de una ley nacional. Pese a estas amenazas, las empresas privadas no fueron enajenadas pero debieron adaptarse a la legislación (no ya municipal sino nacional), vieron suspendido el ajuste tarifario en función de la devaluación del peso respecto al valor del oro y sufrieron un incremento en el peso de los salarios en sus costos, en detrimento de la su rentabilidad y del nivel de inversiones. Adicionalmente, una de las primeras medidas del gobierno surgido del golpe de Estado de 1943 fue crear varias comisiones investigadoras de los servicios públicos de electricidad que dieron por probadas acusaciones sobre mala prestación de servicio, violación de la concesión, defraudación al fisco, tarifas abusivas y en particular para la MCBA la sanción dolosa de las ordenanzas 8028 y 8029. Sin embargo, el informe producido fue archivado hasta 1957.¹⁹

C.3.iv) Desde 1955 a 1989: Producido el derrocamiento de Perón, el Gobierno provisional, basado en el informe citado, declaró nulas las ordenanzas 8028 y 8029, pero la CADE obtuvo de la justicia una medida de no innovar. Es bajo la presidencia de Frondizi en que finalmente se firma un acuerdo con CADE para la estatización del servicio. Las causas disparadoras del mismo fueron la gravedad de la crisis energética existente en el conglomerado urbano de Buenos Aires, por el deficiente estado de equipos e instalaciones así como la gran concentración poblacional y económica de esa área, sumado a la necesidad de ampliaciones para atender los planes de fuerte expansión industrial y a la imposibilidad de esperar la resolución por vía judicial. Por ley 14772/58 se estableció la

¹⁹ Informe Rodriguez Conde. Es llamativo que Perón no nacionalizase estas compañías. Genta cita a Juan Sábato para quien existían supuestos acuerdos entre Perón y capitalistas europeos a fin de que apoyaran su candidatura y gestión.

jurisdicción federal sobre los servicios de electricidad de Capital Federal y Gran Buenos Aires²⁰, se conformó una sociedad con participación del Estado (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires - SEGBA) y se estableció el rescate progresivo en 10 años de la porción privada. Pero en 1961 se decidió el rescate anticipado²¹, pagando a los privados con títulos de la deuda pública al 95% de su valor nominal. Algunas características del contrato de concesión de SEGBA fueron las siguientes:

- Empresa integrada verticalmente de generación, transporte y distribución de energía.
- Metodología de cálculo y ajustes de tarifas según costo de los combustibles y salarios, o de alteraciones de la situación económica que hagan insuficiente el producido de las mismas para cubrir los costos, con una rentabilidad asegurada del 8% sobre los activos.
- Obligación de atender toda demanda (si no existían líneas de distribución cercanas SEGBA podía pedir una contribución al cliente).
- Sujeta a penalizaciones por mala calidad de servicio.
- Presentación obligatoria anual de un plan de inversiones.
- Exenta de impuestos salvo un 6% de tasas municipales y un 0.6% de provinciales.

Corresponde hacer aquí una breve mención del caso de los prestadores del servicio eléctrico en el interior del país. Fuera de la ciudad de Buenos Aires, la prestación del servicio eléctrico también estaba bajo la jurisdicción de los municipios y de las provincias, y principalmente en manos de filiales locales de firmas extranjeras (pero también en algunos casos por cooperativas). Se destacaban el grupo ANSEC, subsidiaria de la norteamericana EBASCO, que poseía 9 compañías propietarias de 82 centrales y llegó a controlar en 1934 el servicio en 172 ciudades del país y el grupo SUDAM, subsidiaria de la norteamericana Intercontinental Power Co., contaba con 54 centrales y prestaba servicio básicamente en localidades de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe. En 1958 AYEE compró las centrales del interior del país de estos dos grupos, pasando por ende toda la actividad en el interior del país al ámbito estatal. Solo subsistía la CIADE o Ítalo, la que en 1979 solicitó la compra por el Estado²² y fusión con SEGBA, recibiendo como contrapartida una indemnización. Es decir que en 1958 comienza una larga etapa de marcada preeminencia de acción estatal en el mercado eléctrico, y en la que puede observarse un período inicial favorable seguido por un progresivo declive que desembocaría en la etapa posterior. El período inicial comienza con

²⁰ Se argumentó que la ramificación progresiva de las redes de distribución habían constituido un sistema único de generación y distribución, impidiendo la separación de las instalaciones de Capital Federal y Provincia de Bs. As.

²¹ Era necesario que SEGBA (una sociedad anónima. con participación estatal) incorporase los activos de Agua y Energía (una empresa del Estado) para obtener más fácilmente financiación para construir la nueva Central Costanera. Convirtiendo a SEGBA en 100% estatal se evitaba una Ley del Congreso.

²² Argumentando falta de cumplimiento por parte del Estado respecto a la rentabilidad garantizada.

las disposiciones de la ley 15.336/60, primer marco regulatorio del sector eléctrico argentino, que establece la jurisdicción federal para la Generación y Transmisión de electricidad y jurisdicción provincial para la Distribución (excepto el caso de SEGBA). Durante este período surgieron también sociedades del estado para desarrollar proyectos hidroeléctricos, tales como Hidronor²³(1967), Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (década del 60) y Ente Binacional Yaciretá (1973). El impulso del potencial hidroeléctrico y el crecimiento del Sistema de Transporte permitieron alcanzar un apropiado equilibrio entre oferta y demanda. Sin embargo, hacia finales de la década del setenta se observa una sobreinversión en proyectos hidroeléctricos, producto de la sobreestimación del crecimiento esperado de la demanda²⁴, así como elevados costos unitarios de inversión, debido a demoras en la ejecución de proyectos, deficiente renegociación de contratos y crecientes costos de financiamiento. En 1980 Agua y Energía transfiere las actividades de Distribución a las provincias sin cargo²⁵. Se inicia entonces un período de declive que desemboca en la crisis de abastecimiento de 1988/89, pero que reconoce en realidad una multiplicidad de factores:

- Tarifas finales que no respondían a criterios técnicos y económicos y que no permitieron a las empresas generar los recursos requeridos para la expansión y operación, establecidas políticamente como herramienta anti-inflacionaria.
- Si bien se habían realizado grandes inversiones en nuevos emprendimientos hidroeléctricos, se produjo un inadecuado mantenimiento en las centrales de generación térmica existentes lo cual, sumado a la antigüedad y obsolescencia de los equipos, llevo la indisponibilidad térmica²⁶ a valores superiores al 40% en 1988/89. Bastaron entonces un par de años de baja hidrología para desatar la crisis de abastecimiento mencionada.
- La transferencia de la Distribución a las provincias generó una disminución en las inversiones, por la menor disponibilidad de fondos por parte de los gobiernos provinciales.
- Reducida productividad de las inversiones, debido al uso de tecnologías subóptimas, poco control de los contratos, demoras y mayores costos operativos y financieros.
- Tendencia creciente de las pérdidas por hurto de energía, que pasaron de valores cercanos al 17% en 1975 al 20% en 1987, al 22% en 1989-1990 y al 26% en 1991 (según balance SEGBA), incrementos que se acentuaban durante los procesos hiperinflacionarios.

²³ Hidroeléctrica Norpatagónica S.A., creada para llevar a cabo el desarrollo y la operación de recursos hidroeléctricos en norte de la Patagonia. Su primera gran obra es la construcción del complejo El Chocón – Cerros Colorados.

²⁴ El Plan Nacional de Equipamiento 1979-2000 consideraba un crecimiento anual del 11% cuando en realidad el valor promedio de toda la década alcanzó un 6%.

²⁵ Se trató de una decisión unilateral de AYEE que transfirió los activos y retuvo los pasivos. Bastos y Abdala especulan con que una de las ventajas de esta descentralización era disminuir la concentración del poder sindical de Luz y Fuerza.

²⁶ La indisponibilidad relaciona la potencia no disponible con la potencia instalada.

- Síntomas endémicos de las empresas del Estado que también eran percibidos por la opinión pública: gigantismo, exceso de empleados, burocracia, ingobernabilidad, bajo nivel de profesionalización de la dirección, politización, incapacidad en la gestión, corrupción, pérdidas operativas con subsidios del Estado, etc.

C.3.v) Desde 1990 a 2001: La crisis eléctrica de 1988-89, con significativos cortes rotativos programados en todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN), reducción permanente de la tensión en un 10% y limitaciones horarias al alumbrado público, marquesinas y transmisiones de televisión obligó al Estado a evaluar alternativas de reestructuración del sector. A su vez, las hiperinflaciones de 1989-90 hicieron imprescindible ordenar las cuentas públicas vía reducción de subsidios que eran financiados por el Tesoro. Para poder conciliar objetivos con restricciones imperantes era necesario contar con tres elementos: un ambiente macroeconómico estable -se logró con la ley de Convertibilidad, la apertura y desregulación de la economía y el consecuente acceso al financiamiento externo-, un marco legal y regulatorio -se sancionaron las leyes 23.696/89 de Reforma del Estado que autorizó la privatización de empresas estatales, la ley 23.697 de Emergencia Económica que creó condiciones para incentivar las inversiones extranjeras en el país y suspendió todo subsidio y la ley específica del Marco Regulatorio eléctrico 24065/92- y en tercer lugar un conjunto de nuevas ideas: La política de apertura económica seguida por Menem se plasmó en el mercado eléctrico a través del reemplazo de un modelo basado en un monopolio estatal verticalmente integrado y con planificación centralizada por un sistema **transparente, competitivo, formado mayormente por actores privados, con una planificación indicativa y desintegrado vertical y horizontalmente**. Se examinará a continuación cada uno de estos elementos o características del MEM

a. Características del MEM.

- **Sistema transparente:** Se creó un MEM que facilitara el acceso, la concurrencia y la formación de precios que otorguen señales productivas a la oferta. Se crearon reglas eficientes, transparentes e iguales para quienes ya estaban en el mercado y para quienes desearan entrar. Se fijó un sistema compartido de información en tiempo real.
- **Sistema competitivo:** Se incorporó, en condiciones de riesgo, al sector privado. Se introdujo la competencia donde fue posible (principalmente en la Generación).
- **Preponderancia del sector privado:** El Estado Empresario se convierte en Regulador. Se desprende de la gestión (liberando fondos al eliminar los aportes del Tesoro) pero no de

su responsabilidad sobre los servicios públicos. Mantiene la regulación (para que los menores costos se trasladen a los usuarios) a través de señales e incentivos, pero sin inmiscuirse con la función de producción de la empresa ni sus costos o planes de inversión.

- **Planificación indicativa**: La decisión sobre nuevas inversiones es descentralizada, y los riesgos de la misma se transfieren al sector privado.
- **Desintegración horizontal y vertical**: Se separó el MEM en forma vertical en tres actividades: Generación, Transporte y Distribución y también en forma horizontal, creando varias unidades de negocio para cada una de las actividades mencionadas.

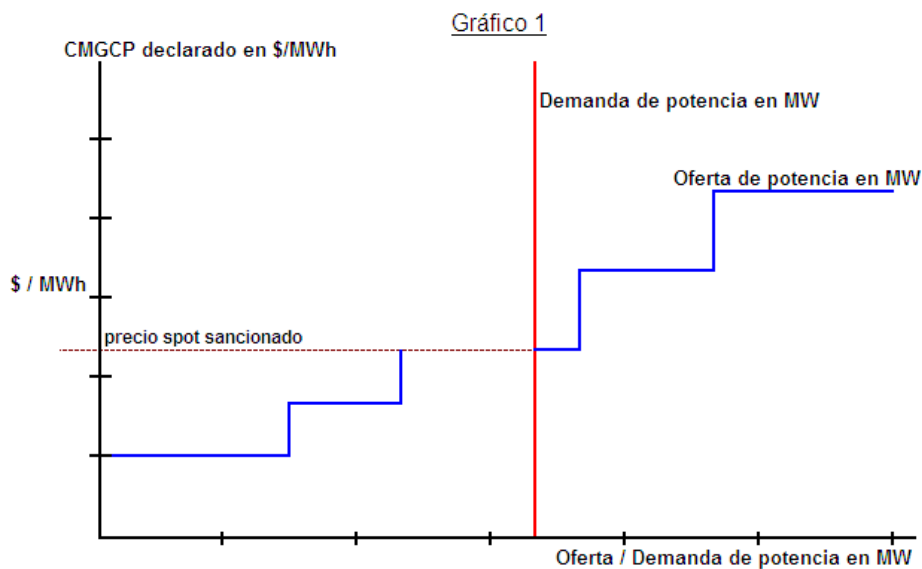
Para comenzar a comprender como se determina el precio de la electricidad en este mercado, habiendo ya descrito sus características (a.), se analizarán a continuación: b. la **organización** del mismo, c. sus **actores** (“agentes”) y d. **instituciones** que lo conforman.

b. Organización del MEM: El MEM es el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, disperso a lo largo del país pero ubicado por convención en el centro de carga del sistema (localidad de Ezeiza), punto en el cual se calcula en forma horaria el precio de mercado (PM) o precio *spot*, a partir del equilibrio de la oferta y demanda global de energía. Cada punto de entrada o salida al MEM se denomina nodo. Cada nodo tiene un precio (llamado precio nodal) y que es igual al PM multiplicado por un “factor de nodo” (FN) mayor o menor que la unidad y que depende del costo de transporte entre el mercado y ese nodo, el cual a su vez es función de las pérdidas de energía ocasionadas por el transporte. También existe un Mercado a término o a futuro, en el cual se celebran contratos entre generadores y distribuidores con cantidades, precios y condiciones libremente pactadas y cuya finalidad es añadir mayor estabilidad a las actividades futuras.

c. Agentes del MEM: son los Generadores, los Transportistas, los Distribuidores y los Grandes Usuarios. Se analizará a continuación cada una de estas actividades.

GENERACION: Se concibió como una actividad de riesgo sometida a condiciones de competencia. Por la ley 24.065, la generación es una actividad de interés general aunque afectada a un servicio público. Es regulada únicamente en aquellos aspectos que afectan ese interés (temas ambientales y, para las hidroeléctricas, prioridades en el uso del agua) y en cuestiones procedimentales (coordinación del despacho, necesidad de minimizar el costo total de producción, necesidad de mantener una reserva, etc.). Adicionalmente, ninguna

generadora puede contar con participación mayoritaria en actividades de distribución y transporte. No existen barreras significativas al ingreso de nueva generación. Bajo este esquema la actividad se desarrolla en un sistema de declaración de costos donde la generación más barata desplaza a la más cara y las usinas son despachadas y remuneradas al precio *spot* horario. Este *spot* depende del costo de producción de la energía (básicamente el costo del combustible o el del agua), representado por el Costo Marginal de Corto Plazo (CMGCP) declarado medido en el nodo de mercado. El precio sancionado en cada hora es el del generador más caro necesario para atender la demanda en ese instante, determinado luego de construir la curva de oferta ordenando a las máquinas generadoras en sentido creciente de acuerdo con sus CMGCP, también llamado Costo Variable de Producción (CVP)²⁷. El gráfico 1 ejemplifica el esquema de sanción de precios.



Al ser horario, el precio *spot* es marcadamente volátil, ya que depende de factores tan variados como el precio de los combustibles, la disponibilidad de gas durante el invierno (que obliga a quemar combustibles alternativos de mayor costo), la indisponibilidad de las máquinas, restricciones en el transporte, el ciclo económico, las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, nieve, etc.), la hora del día, si es un día laborable o no, el nivel de agua de los embalses, etc.

Un Generador será rentable en la medida en que sea despachado y que la diferencia entre el *spot* sancionado y su CMGCP le permita cubrir el resto de sus costos fijos, pero el

²⁷ Esta igualdad entre precio y CMGCP garantiza la igualdad entre oferta y demanda y que el precio pagado por el último kWh es igual al costo de proveerlo por lo cual los demandantes reciben señales correctas con relación al uso de la energía.

generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema (una forma de remunerar la necesidad de reserva) y otros pagos menores.

GRANDES USUARIOS: Son consumidores finales que, cumpliendo con ciertos parámetros definidos por la Secretaría de Energía (el principal de los cuales es el requerimiento mínimo de potencia requerida, requisito que a su vez se fue flexibilizando con el tiempo), han optado por contratar su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores, pagando un “peaje” a los distribuidores por la utilización de las redes eléctricas.

DISTRIBUCION: La distribución de electricidad es un servicio público (ley 24.065). Las principales características de esta actividad son las siguientes:

1. **Concesión:** Por 95 años, divididos en un período inicial de 15 y 8 de 10 años cada uno. Al final de cada período se re-licita y si la oferta en sobre cerrado del concesionario supera a la de eventuales competidores, este conserva la concesión. De lo contrario, cobra el monto de la mejor oferta y se retira. Al final de los 95 años compite en igualdad de condiciones.
2. **Monopolio:** La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión. El único atisbo de competencia introducido fue la separación horizontal en tres empresas, lo que permite una competencia por comparación.
3. **Obligación de suministro:** Al constituir un servicio público, la Distribuidora está obligada a abastecer la totalidad de la demanda requerida, a su costo²⁸.
4. **Tarifas máximas:** Conformadas por dos términos independientes:
 - a. **PASS THROUGH:** Este componente representa el costo de compra de energía en el MEM que incluye conceptualmente el costo de Generación, el de Transporte y las pérdidas de energía producidas por la Distribución. Su objetivo es aislar el negocio de Distribución de la compra y venta de energía en el mercado, haciendo un “pasaje a través” de la Distribuidora de este costo a los usuarios finales²⁹. Dada la dificultad práctica de elaborar una tarifa al usuario final a partir de un PM que varía en forma horaria, se creó un sistema de precios estabilizado (precio estacional). Trimestralmente, en el proceso conocido como Programación Estacional, la Secretaría de Energía sancionaba el precio estacional que regía para ese período, que representaba el precio spot medio esperado. Las diferencias entre las compras al precio estacional (que realizan los Distribuidores) y las ventas al precio *spot* (que

²⁸ Existe para algunos casos y en algunas concesiones un mecanismo de Contribución Especial Reembolsable (CER) en el cual el cliente anticipa el costo de la obra para su conexión, el cual le es reintegrado en función de su consumo.

²⁹ Este mecanismo representa una primera diferencia significativa con otras actividades económicas: el Distribuidor no aplica un margen de ganancia a su costo para calcular su tarifa final: la misma es la suma de dos términos independientes.

hacen los Generadores) se acumulaban en un Fondo de Estabilización (FE) cuyo saldo se incorporaba en el cálculo del precio estacional del siguiente trimestre.

b. Valor Agregado de Distribución (VAD): El segundo término es el que remunera la actividad de Distribución, y es un valor que se actualizaba semestralmente con índices de inflación de Estados Unidos. Está compuesto por los costos de capital para la construcción y renovación de las redes, costos de operación y mantenimiento y los costos de gestión comercial, incluyendo una tasa de rentabilidad razonable³⁰. Los costos de operación y mantenimiento muestran una relación directa con la dispersión de la red eléctrica la que a su vez por lo general depende de la concentración poblacional. Esta remuneración o VAD se fija por un plazo de cinco años al final del cual es recalculada por el Regulador para los siguientes cinco años, en el procedimiento conocido como Revisión Tarifaria Integral (RTI). Esta remuneración fija da incentivos económicos a las distribuidoras para aumentar la eficiencia y disminuir el nivel de pérdidas, dado que se apropian del total de la disminución de los costos de distribución hasta el final de cada plazo tarifario.

5. **Regulación indirecta**: El modelo regulatorio se basa en el control de los resultados de las empresas y se denomina *price cap*. Si transcurrido cada período tarifario la empresa no logra la rentabilidad esperada *ex-ante*, la tarifa del período siguiente aumentará para reconocerle sus mayores costos. Si la supera, la tarifa disminuirá trasladándole al cliente el beneficio logrado (en el siguiente período tarifario). El método de *price cap* (a diferencia de una regulación de la tasa de rentabilidad)³¹ no interviene con la gestión de la empresa, pero requiere controlar la calidad de servicio (y por ende, un regulador fuerte e independiente).

6. **Calidad de Servicio**: El Distribuidor debe cumplir standards mínimos de calidad en lo referido a nivel de tensión, oscilaciones, frecuencia y duración de cortes y servicio comercial (plazos de conexión y de rehabilitación, errores de facturación y reclamos). Si incumple recibe sanciones, que constituyen un sistema de incentivos que alienta a mejorar y mantener la calidad y tratan de reflejar el perjuicio ocasionado a los usuarios por la energía no suministrada. Se independiza así al regulador de realizar un control directo sobre las inversiones de la concesionaria.

TRANSPORTE: La actividad de transmisión en alta tensión tiene la tarea de vincular eléctricamente a los Generadores con las Distribuidoras o los Grandes Usuarios. Por

³⁰ Para aquellas empresas "que operen en forma económica y prudente", Ley 24065, artículo 40.

³¹ En este método (también llamado *cost plus*) se fija una tasa de rentabilidad objetivo anual sobre ventas o patrimonio. Si la empresa la supera *ex-post* las tarifas bajan. Si la rentabilidad real cae por debajo de la fijada, las tarifas suben. Esto se presta a manejos contables, no brinda incentivos a la eficiencia de costos y/o genera tendencia a la sobrecapitalización.

presentar fuertes economías de escala constituye un monopolio natural. La transmisión de alta tensión (500kV) fue concedida a una sola empresa (TRANSENER) mientras que en la distribución troncal (132kV a 400kV) se crearon cinco monopolios regionales. Las características principales de esta actividad son las siguientes:

1. **Tarifas reguladas**: Recibe distintos tipos de remuneraciones fijas
 - a. Por la energía transportada: El transporte es remunerado de acuerdo con costos marginales, pero como el CMGCP de esta actividad está dado por las pérdidas de energía que se producen durante el transporte y mayores pérdidas implicarían mayores ingresos para el transportista (lo cual atentaría contra la calidad del servicio), recibe como remuneración un monto fijo anual en dólares (ajustable por la inflación de EEUU), quedándose con los beneficios de una eventual reducción en las pérdidas de energía³².
 - b. Por la capacidad de transporte: Se remunera la operación y mantenimiento del equipamiento de interconexión existente. Son montos fijos por hora por kilómetro de línea.
 - c. Por conexión: Se remunera la disponibilidad de los vínculos de conexión. Son montos por hora de disponibilidad por cada conexión, pagados por Distribuidores y Grandes Usuarios. Los dos primeros pagos surgen de un fondo formado por la suma de las diferencias en los valores de la energía y potencia transportada entre nodos. Por lo tanto, esta recaudación no se corresponde con un pago explícito de los agentes del sistema pero aún así mantiene una relación directa con las pérdidas del transporte. Si dicho fondo no es suficiente, se cobran cargos complementarios a los Distribuidores (que los trasladan a los usuarios finales) y a los Grandes Usuarios.
2. **Libertad de acceso**: Tiene la obligación de brindar libre acceso a la capacidad de transporte existente. No puede comprar ni vender energía para terceros.
3. **Régimen de calidad**: Si incumple condiciones mínimas de disponibilidad y tensión está sujeta a penalidades que pagan a los Distribuidores y al regulador.
4. **Relevada de la obligación de ampliar la red**: La remuneración que percibe constituye una remuneración por capacidad existente. Las ampliaciones deben ser decididas y financiadas por el sector privado. El razonamiento subyacente es el siguiente: Como los Distribuidores tienen la obligación de atender toda la demanda o sufrirán penalidades, tienen incentivos para celebrar contratos a término con Generadores y asegurarse la provisión de energía y su transporte. Si por restricciones en el transporte se producen cuellos de botella,

³² También componen el CMGCP los costos de congestión cuando se excede la capacidad de la línea, pero este es un evento atado a gran incertidumbre acerca del lugar, momento y lapso en los que puede ocurrir. La regulación los consideró como un costo de expansión y los dejó fuera del CMGCP (ver punto 4)

existen interesados o beneficiarios para llevar a cabo la ampliación requerida, que son quienes se harán cargo de su costo, mientras que TRANSENER ejecutará y utilizará la ampliación³³. La expansión puede llevarse a cabo por un contrato entre partes o por concurso público (en este caso la decisión acerca de la realización de la misma surge de un complejo régimen de votación y mayorías entre los beneficiarios).

d. Instituciones del MEM: Durante la privatización se crearon dos instituciones específicas:

Compañía Administradora Mixta del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA): Empresa privada sin fines de lucro propiedad en un 80% de las cuatro asociaciones civiles que agrupan a los Agentes del MEM³⁴. El 20% restante está en poder del Estado Nacional, quien posee poder de veto en temas relacionados con tarifas. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas del MEM (incluyendo los contratos a término y la gestión de cobros y pagos entre agentes).

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): Ente autárquico creado por la ley 24.065 (Art. 54) en el ámbito de la Secretaría de Energía. Son sus funciones controlar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión, imponer las sanciones que prevé la ley, establecer las bases para el cálculo de las tarifas en las concesiones de orden nacional, controlar su aplicación y promover la competitividad. Por último, la Secretaría de Energía (SE) se reserva las tareas de autorizar accesos al MEM, aprobar las tarifas de las Distribuidoras y la Programación Estacional, participar en Cammesa y servir como alzada ante resoluciones del ENRE.

e. Implementación de los cambios: Habiendo descripto el espíritu y la organización del MEM, resta ahora exponer cómo se implementaron estos cambios, para lo cual se siguió una secuencia lógica según la coyuntura del momento: Primeramente se definió y aprobó el marco legal y regulatorio; en segundo lugar se constituyeron las unidades de negocios fragmentando las empresas existentes. Se comenzó por SEGBA (1992), dividiéndola en 5 generadoras y tres distribuidoras (EDENOR, EDESUR y EDELAP), ya que debía atenderse la urgencia de recomponer el parque térmico. Luego siguió AYEE, que fue dividida en 17

³³ O supervisará las obras realizadas por un comitente, el cual se transforma en un "transportista independiente", el cual también se considera un agente del MEM.

³⁴ Asociaciones de Energía Eléctrica de la República Argentina para Distribuidores (ADEERA), Generadores (AGEERA), Transportistas (ATEERA) y Grandes Usuarios (AGUEERA)

empresas de Generación, y finalmente el resto de las generadoras hidroeléctricas (Hidronor se dividió en 5 unidades) y el sistema de Transporte³⁵. Luego se elaboraron los pliegos de licitación y/o contratos de concesión, dependiendo la modalidad del tipo de empresa: para la generación térmica se procedió a la venta de los activos, mientras que las centrales hidráulicas se otorgaron por concesión (30 años), estando obligadas a pagar regalías a las provincias en las que operan. Los segmentos de Transporte y Distribución se entregaron en concesión. Finalmente se realizó la licitación y adjudicación entre 1992 y 1994. Cabe destacar que entre 1995 y 1997 varias provincias privatizaron los servicios de distribución (Buenos Aires, Mendoza, Salta, San Luis, etc.) mientras que otras decidieron mantener sus empresas estatales (Córdoba, Santa Fe, etc.). Más allá del funcionamiento y resultados de este esquema que se analizarán más adelante, hacia fines de la década comenzaron a observarse algunos problemas en el modelo, aunque ninguno de la magnitud de la principal amenaza constituida por la salida de la Convertibilidad, período final que se examinará a continuación.

C.3.vi) Desde 2002 a la actualidad: La prolongada recesión, agravada por la suba de las tasas internacionales de interés, el elevado nivel de endeudamiento del Estado (que a su vez incrementó las tasas locales reduciendo drásticamente la inversión privada) y el abultado gasto público minaron la confianza del público en el sistema financiero y hacia fines de 2001 se generó un incipiente retiro de depósitos y por ende una caída de reservas, que eran el sustento del régimen de Convertibilidad. Las restricciones impuestas en Diciembre (“corralito”) transformaron la crisis no sólo en económica y financiera sino también en social y finalmente en política e institucional. La salida formal de la Convertibilidad se produce el 6 de Enero de 2002 con la ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, la cual afecta a toda la actividad económica del país, pero algunas de sus disposiciones impactan en forma directa y fuertemente en las empresas del MEM, tales como:

- 1) La “pesificación” a la paridad un dólar igual a un peso de las tarifas originalmente consignadas en dólares y la prohibición de indexar las mismas (artículo 8 de la ley).
- 2) Autorización al Poder Ejecutivo para comenzar la renegociación de los contratos de concesión, considerando el impacto de las tarifas en la competitividad y en la distribución de los ingresos, la calidad de servicio y la rentabilidad de las empresas (artículo 9).

³⁵ TRANSENER se formó con partes de SEGBA, Hidronor y AYEE, mientras que las otras 5 transportistas troncales se constituyeron con porciones de las dos últimas mencionadas.

- 3) Se impide a las empresas incumplir sus obligaciones contractuales (artículo 10).
- 4) Disposiciones generales: La conversión de las deudas en dólares en pesos a la paridad 1 a 1 y su ajuste por el índice CER (artículo 11), la suspensión de los despidos sin causa y el establecimiento de la doble indemnización (artículo 16) y el hecho de diferir por 5 años la deducción impositiva de pérdidas por diferencias de cambio (artículo 17).

La última década de la historia del mercado eléctrico transcurre enmarcada por la vigencia de esta ley³⁶, la cual ha provocado una disrupción en la **ecuación económica** para cada uno de los agentes del MEM, la cual se analizará a continuación:

a. GENERACION: La mayor parte de la actividad regulatoria del año 2002 estuvo destinada a mantener operativo al sector Generación, es decir al abastecimiento de la demanda. Es así que teniendo en cuenta la ligazón entre el valor del dólar y el costo de los combustibles utilizados en la generación, la SE emitió una serie de Resoluciones que incrementaron la frecuencia de declaración de costos, permitieron declarar costos adicionales al combustible, liberaron dinero del FE para pre-financiación de compra de combustibles o para la realización de mantenimientos mayores de equipamiento e incrementaron la remuneración de la potencia³⁷. Pero simultáneamente se rompió con la teoría marginalista de fijación de precios, al establecer por Resolución 240/03 un *spot* máximo³⁸. A los generadores que declaren su costo variable de producción (CVP) por debajo de ese precio se les paga el *spot* sancionado y a los que declaren por encima se les reconoce ese CVP, pero pagando dicho sobrecosto de un fondo financiado por todos los agentes del mercado³⁹. Esta fijación de un precio máximo por debajo del precio de equilibrio genera dos efectos económicos clásicos:

- a) Una retracción de la oferta: Un bajo precio *spot* desalienta las nuevas inversiones en Generación, al impedir la recuperación en el mediano plazo de la inversión inicial necesaria.
- b) Un aumento de la demanda: Si bien la elasticidad precio de la electricidad es baja, su elasticidad ingreso es significativa. Es por ello que en los años posteriores a 2002 se registro un crecimiento sostenido del consumo de electricidad. También contribuyeron el mayor aumento de los precios de bienes sustitutos (principalmente gas) y la mayor propensión al consumo para evitar mantener activos monetarios en un contexto de inflación creciente.

³⁶ La ley 25.561 fue prorrogada siete veces, la última vez hasta Diciembre de 2011 (ley 26.563).

³⁷ Por Resoluciones SE del año 2002 números 126, 8, 146 y 246, respectivamente.

³⁸ Calculado como el menor entre un precio asumiendo que toda la generación despachada tiene libre abastecimiento de gas natural (más barato que el resto de los combustibles) y 120 pesos por MWh

³⁹ Llamado Sobrecosto Transitorio de Despacho (SCTD)

Es así que a partir de 2002 se pasó de un esquema regido por las fuerzas del mercado a una fuerte intervención estatal. La mayoría de las múltiples intervenciones durante la década se orientaron a “acercar” las curvas de oferta y demanda de electricidad utilizando distintos mecanismos destinados a aumentar la oferta y/o a reducir la demanda.

a.1. Mecanismos para aumentar o sostener la oferta:

1) **Uso de combustibles alternativos:** El combustible más barato y eficiente para la generación térmica es el gas, un recurso usualmente abundante en Argentina que supo ser exportadora del mismo. Obviamente, la análoga pesificación del precio del gas generó para ese producto efectos adversos similares: caída de la producción, reducción de las reservas comprobadas, aumento de demanda y escasez. El escaso gas disponible se destinó al consumo residencial, a aquellas máquinas generadoras de electricidad que no podían usar combustibles alternativos y cuyo despacho era indispensable y por último al uso industrial. Otras medidas adoptadas para procurar combustibles fueron la suspensión exportación de gas (Res SE 265/2004), la compra de fuel oil a Venezuela (desde 2004), la compra de fuel oil y gasoil para los generadores directamente por Cammesa, la importación de Gas Natural desde Bolivia, el racionamiento de gas a industrias (principalmente desde 2007) y la firma de acuerdos de precios con los productores de gas⁴⁰.

2) **Uso intensivo de la potencia instalada:** El crecimiento de la demanda hizo que fuera necesario que prácticamente toda la potencia instalada del país esté despachada. Cammesa comenzó a intervenir obligando a las generadoras térmicas a postergar paradas por mantenimientos preventivos. Paradójicamente, esto empeoró la disponibilidad, debido a la sobre exigencia de las instalaciones y al uso de combustibles alternativos de menor calidad que aceleran el deterioro de las turbinas.

3) **Importación de energía:** Desde Brasil. El porcentaje de la demanda cubierta de esta manera fue del 1.6% entre 2002 y 2010, triplicando el valor del período 1994-2000.⁴¹

4) **Financiación del Fondo de Estabilización:** Todos los eventos antes mencionados (aumento de la demanda, inflación, uso de combustibles más caros) a los que se sumó el aumento del precio internacional del petróleo, determinaron un crecimiento sustancial del precio *spot*, mientras que el precio estacional se mantuvo fijo, reflejando el congelamiento de las tarifas a usuario final. Esta situación generó un déficit del FE el cual fue cubierto principalmente (salvo por lo indicado en el siguiente inciso) y en forma creciente por aportes

⁴⁰ Reconociendo un sendero de recomposición en el precio de gas a cambio de un mínimo de producción.

⁴¹ Fuente: Cammesa. Se excluye del cálculo el año 1998, que fue un año excepcionalmente seco

del Tesoro Nacional. Estos aportes a un fondo cuyo destino original era amortiguar diferencias temporales entre el *spot* y el estacional constituyen los consabidos subsídios del Estado al precio de la Electricidad. Como puede verse, los mismos no son otorgados en forma específica a ninguna empresa, a diferencia de los subsidios tradicionales.

5) **Construcción ciclos combinados con acreencias de Generadores**: Al agotarse el saldo del FE en 2003 la SE estableció un orden de prioridades de pagos⁴² en virtud del cual los generadores solo cobran su CVP declarado y los pagos por potencia. Los márgenes variables no pagados representan un crédito de los generadores para con el MEM. En 2004 se “invitó”⁴³ a los generadores a convertir sus acreencias por dicho concepto en una participación en dos proyectos de Ciclos Combinados a construir con recursos del “Fondo para inversiones que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM” (FONINVEMEM)⁴⁴. Dicho fondo se constituyó con un cargo específico que pagó la demanda no residencial de todo el país⁴⁵, terminándose la construcción en 2008 y cerrándose el ciclo combinado en 2010, representando un importante alivio a la crisis energética.⁴⁶ Hacia fines de 2010 se estableció un esquema similar para las acreencias del período 2008-2011, pero no en forma conjunta sino a través de acuerdos con cada Generador.

6) **Nuevo precio de la potencia**: En el marco de estos nuevos acuerdos de fines de 2010 también se aumentó el precio de potencia, pero sin trasladarlo a la tarifa del usuario final y sujetando su pago a que cada Central alcance un cierto nivel mínimo de disponibilidad.

7) **Nuevo precio del Fondo Nacional de Energía Eléctrica**: Este fondo (FNEE) es facturado por Cammesa (a razón de un precio por kWh) a los distribuidores, quienes a su vez lo trasladan en su tarifa a los usuarios finales, y se destina a un fondo para el desarrollo eléctrico del Interior (FEDEI). Para fomentar estas obras se determinó que dicho precio varíe con la facturación media de los generadores al mercado, aunque finalmente se le puso un tope a dicho valor para evitar aumentos adicionales.

8) **Creación de ENARSA**: En octubre de 2004, por ley 25.943, se crea Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), empresa integrada por el Estado Nacional, Provincias e

⁴² Resolución SE 406/2003

⁴³ A través de la resolución SE 826/2004

⁴⁴ Creado por Resolución SE 712/2004

⁴⁵ Resolución ENRE N° 946/06 instruye a las distribuidoras del Gran Buenos Aires a aplicar en sus tarifas un “cargo transitorio para la conformación del Foninvemem”.

⁴⁶ El mecanismo utilizado para cada Central fue el siguiente: 1) los acreedores formaron una Sociedad Anónima en proporción a sus acreencias. 2) Cammesa constituyó un fideicomiso administrando los fondos recaudados por el cargo específico “Foninvemem” y la gestión de construcción. 3) Durante los primeros 10 años de funcionamiento, la Central entregará energía al MEM recibiendo una remuneración que cubre sus costos, más la devolución de las acreencias dolarizadas con intereses más una comisión por gestión. 4) Al término de los 10 años el fideicomiso transfiere a la Sociedad Anónima los activos de la Central, sin cargo. 5) las participaciones en la Sociedad pueden comercializarse.

inversores privados, que busca actuar en toda el área energética. Su principal contribución al mercado eléctrico ha sido la instalación, a partir de 2008, de grupos generadores transportables de baja potencia, en el marco del programa de Generación Distribuida.

a.2. Mecanismos para reducir la demanda

1) Programa PUREE: En 2004 se creó el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE)⁴⁷. El mismo está basado en un sistema de premios a quienes reducen su consumo en más de un 5% contra un año base que permanece fijo (2003) y castigos a quienes no lo logran. Es incluido en su facturación por las distribuidoras metropolitanas (y aquellas provinciales que adhieran a este esquema). Con el correr de los años se introdujeron modificaciones a este programa haciéndolo más exigente⁴⁸. El excedente estaba destinado originalmente a engrosar el FE, aunque luego esto se modificó, como se verá más adelante.

2) Programa PRONUREE: A fines de 2007 el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) instituyó⁴⁹ el PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE), destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía. Sus principales disposiciones son el régimen de etiquetado de eficiencia energética, el programa de ahorro de energía en al Administración Pública, un plan de educación energética y el plan de reemplazo de lámparas incandescentes por luminarias de Bajo Consumo.

3) Aumentos diferenciados en los precios estacionales: Durante 2004 se incrementó tres veces el precio estacional (el cual hasta ese momento había sido único para todos los clientes), sancionando y trasladando a tarifa final distintos precios para cada categoría tarifaria⁵⁰. Conviene ilustrar la filosofía de esta medida con un extracto del Informe Anual del ENRE de 2004: “A diferencia de lo ocurrido con anterioridad a...2002, cuando la sanción de precios se correspondía exclusivamente con...la información declarada por los distintos agentes..., en esta oportunidad se consideraron además las distorsiones en materia de ingresos generadas a partir de la salida de la Convertibilidad y la...capacidad de pago de los...usuarios...las pequeñas demandas...(residenciales) no vieron modificaciones en el

⁴⁷ Resolución SE 415/2004

⁴⁸ En 2005 se incrementó el umbral de ahorro del 5% inicial al 10%, se incluyó en el plan a los grandes clientes y se estableció un monto máximo en pesos a la bonificación. En 2008 se eliminaron las bonificaciones a los medianos y grandes clientes y a todo cliente residencial con consumo bimestral superior a 1000 kWh.

⁴⁹ Decreto PEN 140/07 del 21 de Diciembre de 2007.

⁵⁰ Es importante destacar que al tratarse la electricidad de un fluido, las Distribuidoras no tienen manera de saber exactamente qué porción de la energía que compran es consumida por cada categoría tarifaria. Esta asignación de compra de energía por categoría es necesariamente una estimación.

precio de compra de la energía”. Durante 2005 se discontinuó esta política de aumentos, hasta fines de 2008, donde se produjo una situación que será analizada luego.

4) Servicio de Energía Plus: Creado por la SE en 2006⁵¹, establece que todo usuario con demanda de potencia superior a 300kW debe gestionar la contratación del excedente respecto a su demanda del año 2005 ya sea en forma independiente (por ejemplo con grupos electrógenos) o a través del Servicio de Energía Plus. Este último consiste en la oferta de Generación **adicional** ingresada al MEM **a partir de Septiembre de 2006**. Los contratos de abastecimiento que se firmen entre los demandantes y los generadores bajo este plan no están sujetos a las limitaciones del precio spot, y se acordará un precio que cubra los costos de generación y deje un margen de ganancia (el cual será definido por la SE). Los clientes de más de 300kW que no contraten su demanda adicional deberán estar dispuestos a reducir carga a pedido de Cammesa o pagarán el excedente de energía a un precio igual al costo real (es decir no subsidiado) de las máquinas necesarias para cubrir esta mayor demanda. Cammesa factura a las Distribuidoras esos costos y estas los trasladan a los clientes correspondientes.

5) Restricciones al consumo: El período más crítico del abastecimiento se produjo en el frío y seco invierno de 2007, con faltantes de gas. Se aplicaron entonces las disposiciones del punto anterior. El balance de publicación de EDENOR de 2007 relata adecuadamente este período: “...a partir del 30 de mayo y hasta el 26 de agosto,... CAMMESA dispuso restricciones en el suministro..., los clientes con registros de demandas... superiores a 300kW..., recibían diariamente el valor de demanda máxima autorizada y el horario en el cual dicho valor no debía ser superado. Edenor fue la responsable de dicha comunicación..., aproximadamente un promedio diario de 900 clientes”. El año 2008 se sobrellevó sin mayores contratiempos debido a temperaturas más benignas, el ingreso de los nuevos ciclos combinados del FONINVEMEM y la crisis mundial que retrajo el nivel de actividad.

6) Horario de verano: Se aplicó en octubre de 2008 con un adelantamiento de 60 minutos.

b. DISTRIBUCION: A los fines de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Ley 25.561, se creó en 2002 una Comisión de Renegociación de Contratos dependiente del Ministerio de Economía y con participación de representantes de los usuarios. Durante ese año se intentó dar aumentos de VAD en tres oportunidades, utilizando sucesivamente un mecanismo de Audiencia Pública, una disposición de la ley 24.065 y un decreto del PEN. Todas esas

⁵¹ Resolución SE 1281/06.

tentativas fueron frustradas por presentaciones judiciales de asociaciones de Consumidores o del Defensor del Pueblo. En 2003 se creó el Ministerio de Planificación, que tomó competencia en esta materia y creó la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN)⁵², la cual a fines de 2004 cerró su primer “Acta Acuerdo” con EDELAP; en 2005 adhirieron EDENOR y EDESUR, con adecuaciones. Estos acuerdos establecían un **período de transición de un año** en el cual las Distribuidoras:

- **Recibían un incremento promedio del VAD del 28%** que excluía a usuarios residenciales.
- Podían solicitar un ajuste de las tarifas cada seis meses cuando sus costos hubieren aumentado más de un 5%, medido por un **Índice de Variación de Costos (IVC)** formado por una “canasta” específica para cada distribuidora.
- **Comprometían un Plan de Inversiones** para el siguiente año.
- Seguían un régimen de Calidad de Servicio Diferencial⁵³ menos exigente, el cual de cumplirse permitía convertir penalidades en inversiones.
- Suspendían sus acciones en el CIADI⁵⁴ y aceptaban no pagar dividendos
- Acordaban un plan de financiación sobre sus penalidades impagas destinadas a usuarios⁵⁵, las cuales se ajustaban por los aumentos de VAD obtenidos o a obtener.
- Llevarían a cabo junto al ENRE el proceso de RTI⁵⁶

Finalizado el plazo de un año se implementaría la RTI que recompondría definitivamente los Contratos de Concesión. Luego de varias demoras, cada Acta Acuerdo fue aprobada por el PEN y los primeros incrementos de VAD comenzaron a aplicarse en febrero de 2007, más un retroactivo a Noviembre de 2005 a facturar en 55 cuotas⁵⁷. Respecto a la RTI, si bien las Distribuidoras efectuaron los estudios necesarios y presentaron sus resultados al ENRE, la falta de voluntad política para concluir este proceso llevó a sucesivas postergaciones y consecuentes ampliaciones del “período de transición”. Por último, en general las Distribuidoras cumplieron sus obligaciones durante este período de transición, mientras que sólo recibieron dos recomposiciones parciales y extemporáneas de su VAD bajo el mecanismo del IVC: en 2007 (10%) y en Julio de 2008 (18%), en este último caso incluyendo por primera vez a los clientes residenciales. Como compensación parcial, a partir

⁵² La UNIREN debía renegociar todos los contratos de Servicios Públicos, no sólo los de Electricidad.

⁵³ Denominado “Calidad Media de Referencia” (CMR), básicamente debían mantener el nivel de calidad promedio de años anteriores, el cual no había alcanzado el establecido en sus contratos de concesión iniciales.

⁵⁴ CIADI: Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones, institución del Banco Mundial diseñada para propiciar la solución de disputas entre Gobiernos y personas físicas o jurídicas de otros países. Una de las primeras acciones de las compañías en 2002 fue recurrir a este organismo ante la violación de sus Contratos de Concesión pactados en dólares. La suspensión acordada se convertía en una renuncia definitiva al comenzar a regir la RTI.

⁵⁵ Las destinadas al ENRE se condonaban si las Distribuidoras cumplían con las obligaciones del Acta Acuerdo.

⁵⁶ La RTI que debía llevarse a cabo en 2002 (luego de 10 años de concesión) fue pospuesta por razones obvias.

⁵⁷ Para EDELAP las fechas fueron Agosto de 2005 retroactivo a Febrero de 2005, facturando el retroactivo en 12 cuotas.

de 2008 se les permitió retener los fondos PUREE recaudados a cuenta de los montos de IVC pendientes de aplicar, pero dichos fondos deberán ser reintegrados al FE cuando se autorice su inclusión en tarifa. Respecto al principio del *pass-through*, en general fue respetado, ya que todo aumento del precio estacional fue trasladado a tarifa, excepto el caso del aumento del FNEE en 2006, cuando inicialmente las Distribuidoras soportaron ese mayor costo. Luego se les permitió compensar esa diferencia con los fondos PUREE recaudados⁵⁸, hasta que finalmente se pasó a tarifa en 2008.

El hecho más reciente en términos de tarifa se produjo durante 2009 y tomó cierta notoriedad en los medios. Su génesis fue la sanción en Noviembre de 2008 de un incremento de precios estacionales que establecía una nueva segmentación de la demanda residencial en tres categorías adicionales para consumos mayores a 1000 kWh bimestrales (menor a 1400, menor a 2800 y mayor a 2800 kWh) para los cuales el precio estacional nuevo era aproximadamente tres, cinco y nueve veces superior al anterior, respectivamente. El problema se desató en junio-julio de 2009, cuando el relativamente pequeño universo de clientes con altos consumos se engrosó durante el invierno, recibiendo entonces dichos clientes facturas con incrementos sustanciales respecto al bimestre anterior.⁵⁹ A raíz de las múltiples quejas de los usuarios, en Agosto la SE decidió sancionar cuadros tarifarios especiales para el período invernal (Junio a Septiembre) que mantuviesen los precios estacionales anteriores al aumento de 2008, debiendo las distribuidoras re-facturar o reintegrar la diferencia. También debieron éstas desdoblar el cargo variable de todas sus facturas, identificando los montos con y sin subsidio del Estado Nacional, es decir aplicando un cuadro tarifario supuestamente “técnico”, que refleje el verdadero costo de la energía y mostrando como un crédito (con fondo de color rojo) el “subsidio al consumo” llegando así al total a pagar según el cuadro tarifario realmente aplicado. Por último, la inscripción “Consumo con subsidio del Estado Nacional” con letra roja debe atravesar el fondo de la factura. El esquema de cuadros tarifarios invernales se repitió en 2010 y en 2011.

c. TRANSPORTE: Las empresas de Transporte atravesaron durante esta década una situación similar a las de Distribución, y similar fue la recomposición de sus ingresos:

1) Firmaron en 2005 un Acta Acuerdo aumentando su remuneración un 31%, a cambio de un compromiso de inversiones, una calidad de servicio promedio y el no pago de dividendos.

⁵⁸ Resolución SE 942/2006

⁵⁹ Los efectos de “cantidad” y “precio” no sólo se producían por el cuadro tarifario en sí, sino también por los castigos del plan PUREE, que también se valorizaban al nuevo precio.

- 2) Dicha Acta contemplaba también una RTI que nunca fue efectivizada y un mecanismo de IVC, aplicado solamente en Julio de 2008 (alrededor de 25%).
- 3) En 2010, el ENRE les reconoció todos los IVC adeudados compensando los mismos con financiamiento que les había otorgado Cammesa⁶⁰ para mantener operativa la empresa.⁶¹
- 4) Luego de algunos años de estancamiento las inversiones en Alta Tensión han crecido significativamente merced a un Plan Federal de Transporte manejado a través de un fideicomiso entre las transportistas y Cammesa.⁶²

C.4) CALCULO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD PARA LOS CONSUMIDORES

Según Quantum (1996)⁶³ “las tarifas son señales que orientan a compradores y vendedores en el uso y producción del bien en cuestión. Tarifas eficientes son las que reflejan el verdadero costo económico de la prestación del servicio, puesto que sólo en ese caso esas señales inducirán acciones que conducirán a los agentes económicos a un óptimo global”. Agrega que además de ser eficientes las tarifas deben ser equitativas, situación que se da cuando “a igual...modalidad de consumo deberá corresponder igual tarifa. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros...”. La primera definición es comprensible: los usuarios en su conjunto deben afrontar el costo de la electricidad, entendiendo por tal los costos necesarios para producirla (incluyendo la porción de largo plazo representada por los precios de la potencia), transportarla y distribuirla (incluyendo una rentabilidad para los eventuales concesionarios). En virtud de la manera en la que está estructurado el MEM son los Distribuidores quienes facturan a los usuarios finales la totalidad de dichos costos, aunque no tengan control sobre una parte de ellos (el *pass through*). La segunda definición es tal vez demasiado categórica y si bien sólo tiene quince años de antigüedad parece lejana en el tiempo⁶⁴. Hace referencia a un problema más complejo como lo es la asignación de cada uno de dichos costos entre las categorías de usuarios, y eventuales subcategorías dentro de cada categoría, así como la elección del cargo de la factura en el cual dicho costo

⁶⁰ En el marco de la Resolución SE 146/2002.

⁶¹ Punto similar a la compensación de IVC con fondos PUREE en las Distribuidoras, excepto por el hecho de que las Transportistas han reflejado una ganancia contable, producto de que la compensación es definitiva.

⁶² Readecuación de un Plan diseñado en 1999, financiado con fondos del FNEE y aportes del Estado o de particulares.

⁶³ Obra citada en la bibliografía. Se trata de un estudio de metodología tarifaria elaborado para la Administración de Energía de la Provincia de Buenos Aires, en el marco del proceso de privatización de ESEBA, la distribuidora estatal.

⁶⁴ Bajo ese criterio no sería posible la existencia de una Tarifa Social como existe hoy en varias provincias de Argentina.

se incluirá. Este problema ha tenido en Argentina tantas soluciones como cantidad de provincias existen, pero en general puede decirse, siguiendo a CONT⁶⁵, que:

- Las facturas de los usuarios finales incluyen un cargo variable por los kWh consumidos y un cargo fijo en pesos por unidad de tiempo para los clientes con demanda menor a 10kW y en pesos por unidad de potencia contratada para el resto (medianas y grandes demandas).
- El cargo fijo remunera normalmente la capacidad de generación (potencia) y los costos fijos de distribución (servicio de atención comercial, amortización equipos medición, etc.)
- El cargo variable remunera los costos de la energía, de transporte, las pérdidas por distribución y los costos variables de distribución (costos de lectura, cobranza, etc.).

En el caso particular de la tarifa residencial y no obstante la variedad de esquemas tarifarios existentes en Argentina, los mismos pueden agruparse en tres modalidades diferentes:

a) Bloques decrecientes: se crean bloques tales que a mayor consumo el cargo variable disminuye (para todo el consumo realizado) y el cargo fijo crece⁶⁶. Este tipo de tarifas, típico de las compañías privatizadas, se justifica desde el punto de vista de la eficiencia económica: un usuario de alto consumo paga un precio marginal alineado con el costo marginal del servicio y un cargo fijo elevado, mientras que un usuario menos intensivo paga un precio superior al costo marginal y un cargo fijo reducido para garantizar el acceso.

b) Bloques crecientes: Posee un cargo fijo único y un precio marginal por la energía consumida que crece con el consumo (para todo el consumo realizado). Hay más de una interpretación para este esquema: puede existir una intención de realizar una política redistributiva, o controlar el aumento significativo del consumo o incluso puede deberse (como indican Bastos y Abdala) al hecho de que las distribuidoras de AYEE siguieron un patrón inercial de estructuras preexistentes no justificables bajo un punto de vista técnico o económico, abriéndose a interpretaciones de tipo políticas.

c) Bloques híbridos: Otras modalidades, por ejemplo cargos fijos y variables ambos crecientes en cada bloque, o corrección del consumo infra-marginal al cambiar de bloque.

Por último, los usuarios de electricidad no sólo están expuestos a los respectivos cuadros tarifarios sino que también soportan una carga impositiva en tres niveles: nacional, provincial y municipal. A nivel nacional todas las facturas incluyen el IVA al 21%⁶⁷ y existe también un

⁶⁵ Artículo citado, página 4.

⁶⁶ Crece de manera tal que en el umbral entre bloques se iguale el monto de la factura para ambos bloques.

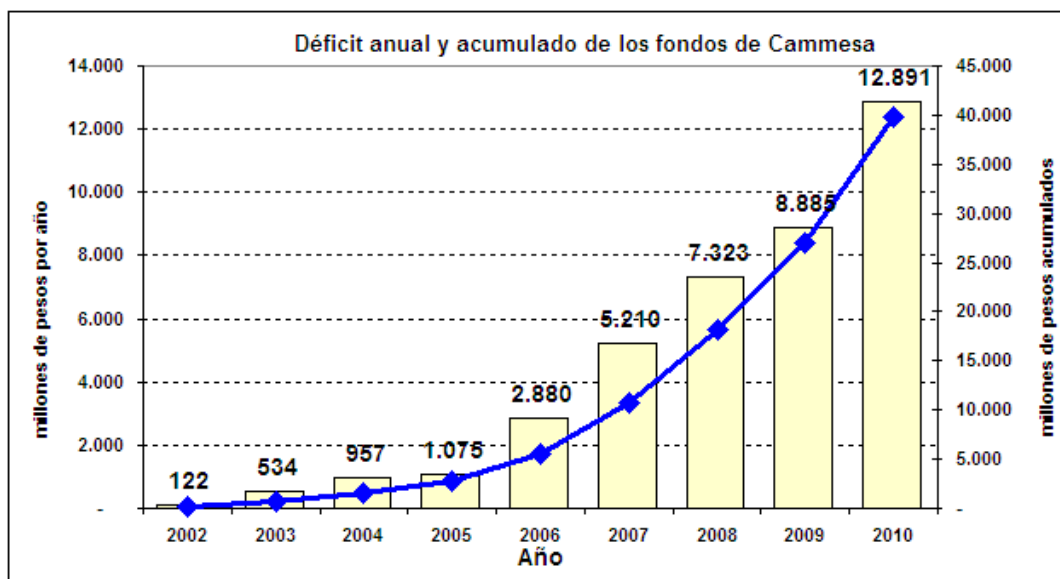
⁶⁷ Para los clientes residenciales es el 21% y para los responsables inscriptos (quienes lo computarán como crédito fiscal) y no categorizados el 27%. En todos los casos se discrimina en la factura.

impuesto denominado Fondo Provincial de Santa Cruz, con una alícuota del 0.6%.⁶⁸ La carga impositiva provincial y municipal depende de cada jurisdicción. Según CONT (2007) la carga impositiva total para un cliente residencial oscila entre un 21,6% (en varias provincias que no aplican ningún otro impuesto) y un 44,2% en la Provincia de Buenos Aires.⁶⁹

C.5) SUBSIDIOS A LA ELECTRICIDAD EN ARGENTINA

Para finalizar, y luego de haber analizado la determinación teórica del precio de la electricidad, corresponde dimensionar la distorsión existente en el MEM, a través del déficit anual y acumulado del FE, el cual se muestra en el gráfico 2 a continuación:

Gráfico 2



Fuente: página web Cammesa

Si a partir de 2006 (año en el cual se acelera el crecimiento del faltante) se compara el déficit de cada año con el PBI se observará que los subsidios pasan de representar un 1% del PBI en 2006 a un 3% en 2010, creciendo alrededor de medio punto porcentual por año. Según el estudio Bein y Asociados, que cita como fuente a la Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP), el peso relativo del resto de los subsidios existentes en Argentina crece en el mismo período del 0,4% al 1,5% del PBI. Por “el resto de los subsidios” debe entenderse los existentes en el transporte de pasajeros

⁶⁸ Establecido por ley 23.681/89. El producido se entrega a la Distribuidora de Santa Cruz para asegurar que dicha provincia posea una tarifa media acorde con el resto del país y no la mayor que le correspondería técnicamente.

⁶⁹ Adicionalmente las empresas pueden actuar como agentes de percepción de otros impuestos y tasas (ingresos Brutos, IVA, Tasa de alumbrado público) que no se consideran dentro del porcentaje mencionado pues el usuario computa dichos montos como pago a cuenta del respectivo tributo o tasa.

(incluyendo Aerolíneas Argentinas), gas y otros. Según el mismo informe, el total de subsidios de 2010 representa un 14% del total del gasto público.

D) METODOLOGIA

D.1.) POBLACION Y MUESTRA

Los objetivos de este trabajo están referidos al MEM, ya sea a través de su descripción o de una comparación a través del tiempo de su funcionamiento y resultados tanto en su totalidad como para cada uno de sus integrantes. En ese sentido, y en virtud de la regulación existente en Argentina, cabe distinguir tres casos al momento de establecer la población y la muestra:

1. En el caso de la Generación, la población bajo estudio está constituida por la totalidad de las plantas generadoras del país; siendo esta una actividad ubicada dentro de la órbita federal, la existencia de información a nivel consolidado- país tornan innecesaria la selección de una muestra, ya que se cuenta con la información de la población total.

2. En el caso del mercado de Distribución la población bajo estudio está constituida por la totalidad de las distribuidoras de electricidad del país. Al tratarse esta de una actividad sujeta a regulación Provincial, existen tantos marcos regulatorios como provincias en Argentina. Se considera que una muestra conformada por las tres empresas que actúan en el ámbito federal (EDENOR, EDESUR y EDELAP) es suficientemente representativa debido a que:

- Al tratarse de concesiones federales dan una idea de la política seguida a nivel nacional.
- En conjunto sirven a una población de aproximadamente 14 millones de personas, representativas de alrededor del 35% de la población del país.
- Al tratarse en todos los casos de compañías inscriptas en la Comisión Nacional de Valores (CNV) se cuenta con suficiente información anual para cada una de ellas desde su creación, tanto en la forma de balances de publicación anuales y trimestrales como prospectos de emisión de obligaciones negociables e información sobre hechos relevantes que las afectan.
- Pertenecen a la regulación que presenta mayor distorsión en los precios de la electricidad facturados a sus usuarios. Sin perjuicio de lo anterior, las comparaciones a realizar referidas a tarifas finales incluirán también a Distribuidoras de otras provincias.

3. No se analiza al mercado de Transporte en forma específica, en consonancia con lo indicado en la sección B.4). Adicionalmente a la menor participación de este segmento en la formación de la tarifa final existen otros dos aspectos que se tuvieron en cuenta para este enfoque: por un lado, es una “industria” formada por una sola empresa, con lo cual se estaría analizando a esta entidad individual. Por el otro lado, el único indicador del segmento de Transporte con relativa incidencia en el usuario final es su calidad de servicio (frecuencia y duración de cortes), dato que ya está incluido en el análisis realizado para Distribución.

D.2.) TIPO DE INVESTIGACION

El trabajo realizado es un estudio de tipo descriptivo en el que se analizó el funcionamiento del MEM, sus componentes y efectos sobre el mismo de las políticas tarifarias aplicadas a lo largo de la historia de Argentina, con énfasis en el período 1991-2010. La investigación es de tipo no experimental, ya que se limita a observar y describir los fenómenos en cuestión.

D.3.) TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS

A efectos de llevar a cabo este trabajo se procedió a recolectar datos de distintas fuentes, con el fin ulterior de clasificarlos, registrarlos y codificarlos para luego proceder a elaborar distintos tipos de información. En primer lugar se realizó la lectura de libros o artículos referidos a los distintos ítems del marco teórico. Dicha bibliografía fue mencionada en la sección de marco teórico y se incluye en las referencias bibliográficas. Luego se llevó a cabo la lectura de informes de varios entes que permitieron describir la evolución del MEM desde su creación en 1991 y realizar una comparación de su funcionamiento y resultados obtenidos bajo las distintas políticas tarifarias. Dichos informes incluyeron:

- Artículos: Publicados ya sea en revistas específicas del sector eléctrico o en Internet, principalmente útiles para describir la historia del mercado eléctrico argentino.
- Páginas Web Institucionales: De los distintos actores del sector.
- Informes Institucionales: informes anuales del ENRE y de CAMMESA.
- Legislación: Leyes nacionales o provinciales y sus decretos reglamentarios, Resoluciones de la Secretaría de Energía y ENRE. Procedimientos de Cammesa.
- Memorias y Balances de Publicación: De distintas compañías del sector eléctrico pero principalmente de las Distribuidoras de concesión federal; fuente de información a través de la cual se manifiesta la perspectiva de distintos actores del sistema, y también su evolución

a través de los años. Se procedió a consolidar la información de los balances de publicación de las empresas distribuidoras a los efectos de mostrarlas como una única entidad.

- Informes sobre tarifas: en Argentina se destaca el informe anual publicado por la Secretaría de Energía, pero se incluyen aquí también informes producidos por organismos de Latinoamérica (FIEL, FLACSO, etc.) o por consultoras que actúan en ese ámbito (CACIER, QUANTUM, etc.).

D.4.) TECNICAS DE ANALISIS

Sobre todas las fuentes de información anteriores se realizó un análisis estadístico univariado a los efectos de interrelacionar los distintos esquemas de funcionamiento y desempeño del MEM para llevar a cabo las comparaciones atinentes a la consecución de los objetivos establecidos. Se utilizaron distintas técnicas de comparación, incluyendo:

- Análisis histórico: interrelación de eventos en su sucesión cronológica con el objeto de obtener un entendimiento de las conexiones históricas con la realidad actual.
- Seguimiento de distintos indicadores de gestión propios del MEM, ya sea generales (cantidad de agentes, potencia instalada, etc.) como específicos de alguno de los tres sectores en los que se divide dicho mercado (por ejemplo pérdidas de energía).
- Análisis de ratios genéricos aplicables a la Distribución. A su vez dichos indicadores se clasificaron en operativos, económicos, financieros y tarifarios. A los efectos de analizar el mercado de distribución en su totalidad y no una unidad de negocios individual se calcularon dichos indicadores en forma consolidada para las tres distribuidoras.⁷⁰
- Información no cuantitativa, como por ejemplo evolución de la situación sindical, política e incluso sobre el desempeño y actuación de usuarios o asociaciones que los representan.
- Análisis de tendencia de distintos parámetros.
- Comparación de tarifas finales de Capital Federal y Gran Buenos Aires con otras provincias, para distintos momentos en el tiempo

Se otorgó preeminencia al análisis gráfico, principalmente utilizando series de tiempo. En el caso de la comparación de tarifas finales se utilizó también la representación tabular.

⁷⁰ Dicha consolidación implicó en algunos casos simplemente calcular los ratios sumando numeradores y denominadores de cada empresa, pero en otros se ponderó el ratio en base a algún parámetro (por ejemplo cantidad de clientes).

E) RESULTADOS

En este apartado se incluye el resumen de la información relevada conforme la metodología descrita en el acápite anterior. La exposición se divide en las siguientes secciones:

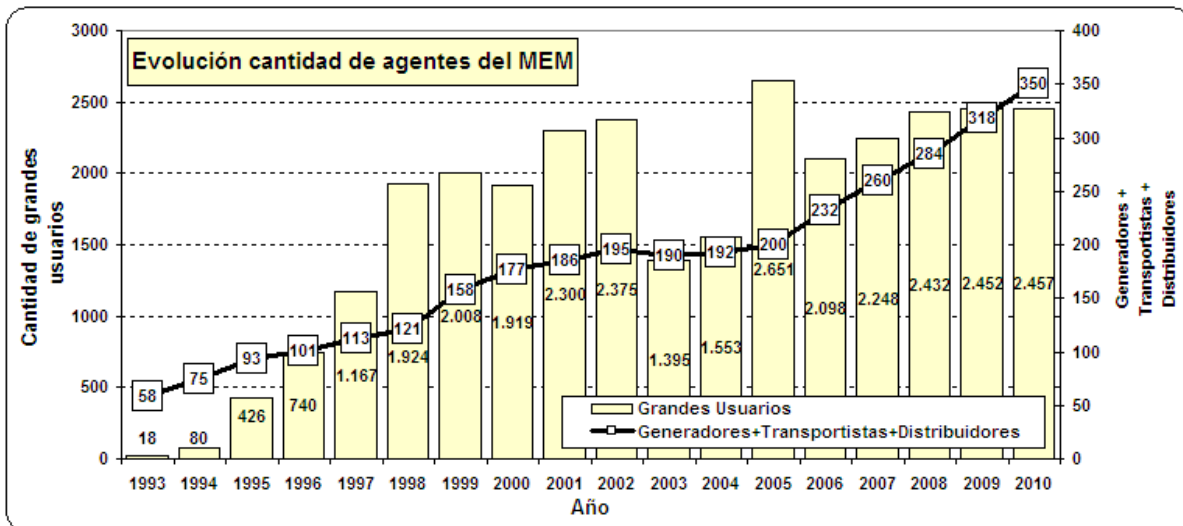
1. Evolución Indicadores generales del MEM
2. Evolución Indicadores específicos del sector Distribución: Generales y Operativos, Económicos y Financieros.
3. Evolución y comparación de tarifas finales
4. Evolución de la participación de otros actores – contexto social y político.

Para los primeros tres ítems la información se expone principalmente en forma de gráficos y tablas, acompañados de una somera explicación. Las principales comparativas se realizarán entre los períodos 1992-2001 por un lado y 2002-2010 por otro. En algunos casos se incluirá información anterior a dichas fechas. Para el último punto se realizará una representación escrita acompañada en algunos casos por una representación en forma semi-tabular.

E.1.) EVOLUCIÓN INDICADORES GENERALES DEL MEM.

a) **Cantidad de Agentes:** Se grafica en primer lugar la evolución este indicador del MEM.

Gráfico 3



Fuente: 1993 a 2005: Cammesa, Informe anual año 2005

2006 a 2010: Elaboración propia en base a informes mensuales de Cammesa para Diciembre de cada año

Entre las características atribuidas al mercado creado en 1992 se mencionó su transparencia, tanto en la facilidad de acceso, señales e información. Resulta pertinente entonces estudiar en primer lugar la evolución de la cantidad de agentes del MEM y su

reacción ante distintas señales. Es menester recordar que el dicho mercado está compuesto por cuatro tipos principales de participantes (agentes) agrupables en dos categorías:

- Agentes “estables”: son los Generadores, Transportistas (incluyendo la figura del transportista independiente) y Distribuidores (incluyendo Cooperativas). Su evolución se muestra en el gráfico 3 como una línea llena que presenta tres etapas:

- i) Un crecimiento sostenido hasta 2002, motorizado por el ingreso de nueva generación post crisis 1989 (entre 1993 y 1997), la privatización de distribuidoras provinciales y autorización de acceso de Cooperativas al MEM (estos dos últimos entre 1997 y 2002).

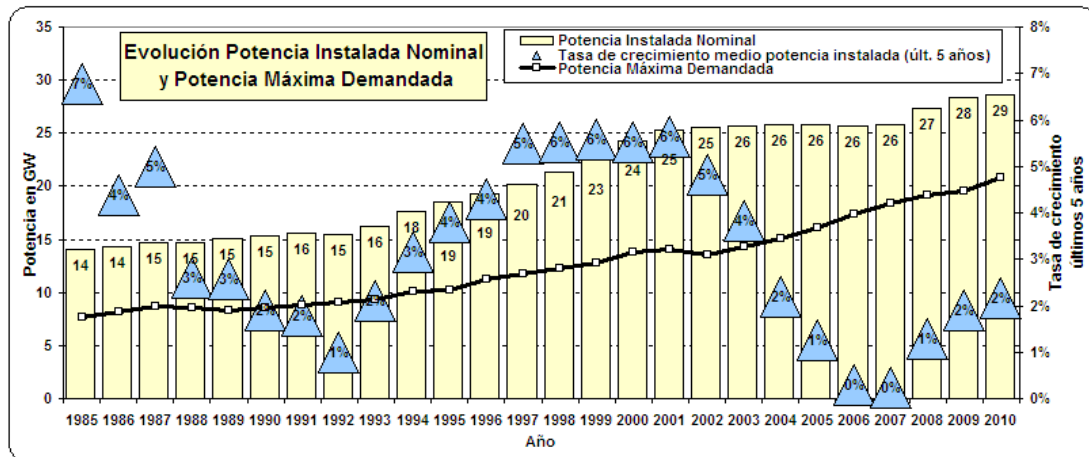
- ii) Estancamiento entre 2002 y 2005, debido a los eventos del año 2002 y sucesivos que desalentaron la inversión en nueva generación.

- iii) Crecimiento acelerado desde 2006, debido principalmente al ingreso de 60 pequeñas unidades de generación de ENARSA y al crecimiento de la figura del transportista independiente debido a la mayor cantidad de obras de Transporte.

- Grandes Usuarios (GU): su evolución se muestra en el gráfico de barras, observándose también un crecimiento sostenido hasta 2002 seguido de una brusca caída en 2003. Esta se debe a que varios GU que tenían contratos con generadores atados al precio *spot* decidieron volver a la órbita de las distribuidoras para comprar su energía al menor (y congelado) precio estacional. En 2005 se verifica el fenómeno opuesto, debido al incremento y segmentación en ese año del precio estacional y de la inclusión de los grandes clientes de las distribuidoras dentro del programa PUREE, seguido de un nuevo cambio de dirección en 2006, ante el nuevo congelamiento del precio estacional. A partir de 2007, con el plan Energía Plus, crece nuevamente el número de GU, estancándose hacia 2009 debido a la virtual equivalencia de costos entre ambas modalidades (clientes de la distribuidora o gran usuario). Es fácil observar el comportamiento enteramente racional de estos agentes “libres”.

b) Potencia Instalada: Otra característica mencionada del MEM al momento de su creación era la descentralización de las decisiones de inversión en todos los niveles. Específicamente para la inversión en oferta de generación conviene analizar el gráfico 4, que muestra la evolución de la potencia instalada para los últimos 25 años (la “oferta” existente) junto con la potencia máxima demandada por los consumidores en cada año (la “demanda”).

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia en base a información de Secretaría de Energía y Cammesa

Se aprecian claramente los últimos tres períodos de la historia del mercado eléctrico. Si bien la potencia instalada de Generación en GW (medida por las barras amarillas) no muestra nunca una caída significativa contra el año anterior (podría ocurrir si se retirasen máquinas obsoletas y no fueran reemplazadas), también son relevantes otros dos indicadores:

- La tasa de crecimiento de dicha potencia instalada, que en este caso se calcula como el crecimiento promedio anual compuesto de los cinco años previos⁷¹ y se muestra como un porcentaje anual, graficado sobre un fondo triangular.
- La evolución de la demanda máxima de potencia, representada por la línea negra, y a la cual la oferta debe acompañar para hacer sustentable el modelo.

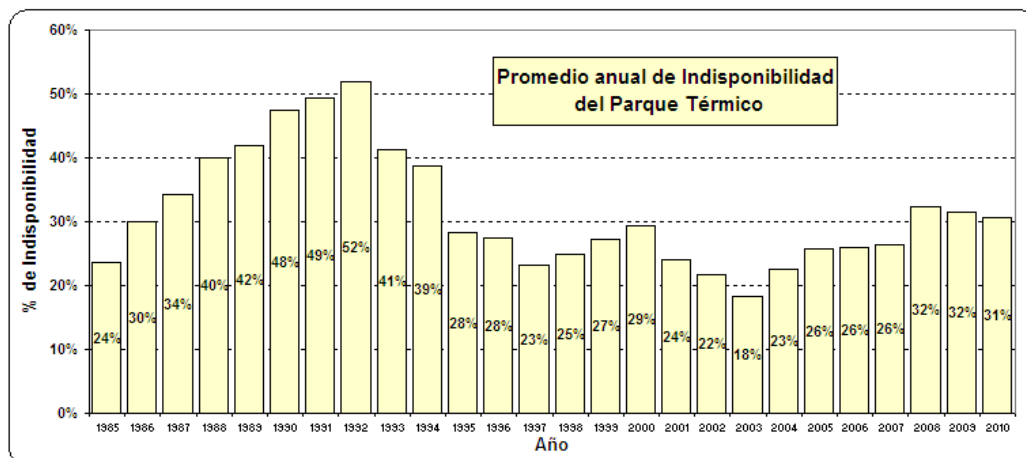
Se observa entonces un primer período de disminución del ritmo de incorporación de centrales de generación, en el marco del deterioro de las condiciones económicas de la segunda mitad de la década del 80. Con la creación del nuevo marco regulatorio del MEM y las señales de precio establecidas comienzan a construirse nuevas plantas, alcanzando hacia 2001 una tasa de crecimiento anual promedio cercana al 6%. Desde la salida de la Convertibilidad hasta 2007 no se produce ninguna adición significativa al sistema, reduciéndose la brecha entre oferta disponible y demanda. Finalmente, la inauguración en 2008 de los dos ciclos combinados en el marco del FONINVEMEM y la construcción por ENARSA de generadores de baja potencia comienza a revertir la tendencia.

c) Indisponibilidad...del...parque...térmico: Una tercera característica de los cambios implementados a principios de los años 90 fue la introducción del sector privado para competir en condiciones de riesgo. La inversión privada no sólo se concentró en construir

⁷¹ Es decir que el porcentaje de cada año n se calcula despejando t en la fórmula: $Pot_n = Pot_{n-5} \times (1 + t)^5$.

nuevos emprendimientos, tal cual lo visto en el punto anterior, sino también en la rehabilitación del equipamiento existente, buscando aumentar la disponibilidad del equipamiento térmico, con los resultados del gráfico 5.

Gráfico 5



Fuente: Cammesa, informes anuales (excepto para 1985-1987: Bastos y Abdala, en base a datos de FIEL)

Se observa claramente el impacto de la falta de mantenimiento en la segunda mitad de la década del 80, derivando en la crisis de abastecimiento de 1988-1989. Al comenzar las privatizaciones, a partir de 1992⁷², el ratio mejora, reduciéndose en más de un 50% para el año 2001. Esta tendencia continúa durante dos años más, debido en parte a la liberación de fondos por parte de Cammesa para financiar mantenimientos mayores por parte de las generadoras. A partir de 2004 se observa un deterioro producto de dos factores: la sobre exigencia de las unidades de generación debido al incremento de la demanda y al uso de combustibles alternativos de menor calidad para reemplazar al gas.

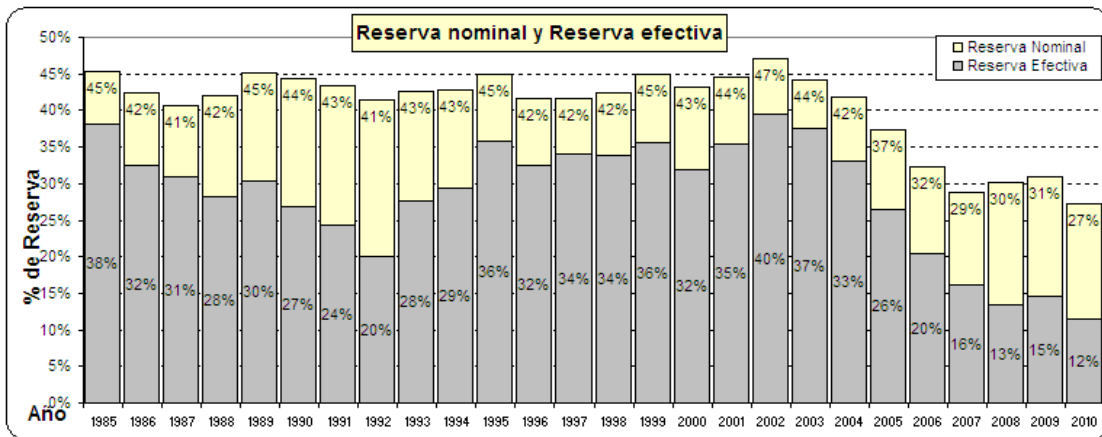
d) Reserva nominal y Reserva efectiva: Combinando los dos gráficos anteriores se obtiene información adicional sobre el real nivel de reservas con las que operó el sistema durante el período analizado. La reserva nominal se calcula como el porcentaje que representa la brecha entre la potencia instalada y la demanda máxima respecto a la potencia instalada. Para calcular la reserva efectiva se resta a la potencia instalada la potencia indisponible⁷³. La evolución de estos dos indicadores se muestra en el gráfico 6, en el cual las barras grises muestran el margen de reserva real con el que operó el sistema en promedio en cada año. Cuanto menor es el grado de reserva, mayor exposición existe al parque hidroeléctrico y al clima (hidrología, temperatura, etc.), lo cual explica los problemas

⁷² Según Bastos y Abdala, la elevada tasa de indisponibilidad promedio para 1992 responde a la incidencia de tasas muy altas durante el primer semestre (hasta 59%) y al peso de Central Costanera antes de su privatización.

⁷³ La potencia indisponible se calcula aplicando a la potencia instalada de origen térmico, la indisponibilidad térmica.

de 1988-89. El nivel de reserva efectiva se duplicó entre 1992 y 2002, pasando del 20% al 40%. Análogamente la potencia indisponible, representada por la porción visible de las barras amarillas, se redujo un 66% (de 21% a 7%), reflejando la mejora en las políticas de mantenimiento de equipos. A partir de 2002 se muestra un declive en el nivel de reserva nominal (atenuado por el ingreso de nueva generación a partir de 2008).

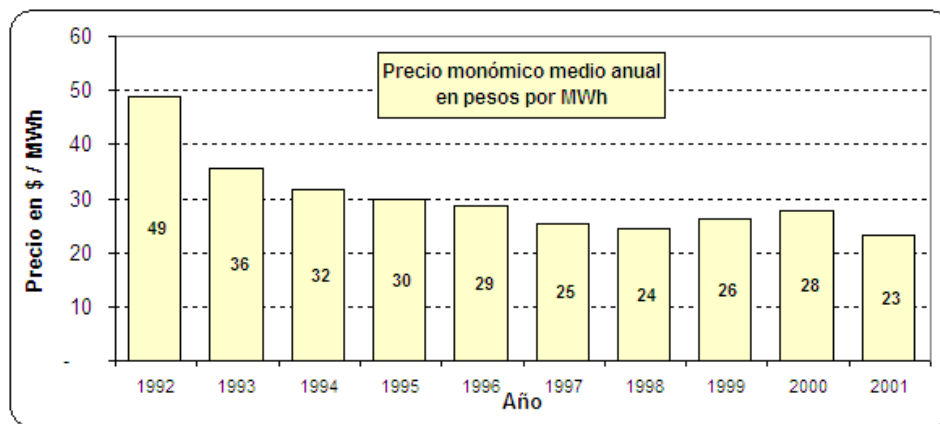
Gráfico 6



Fuente: Elaboración propia en base a información de Secretaría de Energía y Cammesa

e) Precios de mercado: Durante el período 1992-2001 la reducción de la indisponibilidad y la incorporación de nuevos equipos de mayor eficiencia redundó en una significativa reducción del precio monómico medio de electricidad, según el siguiente gráfico:

Gráfico 7

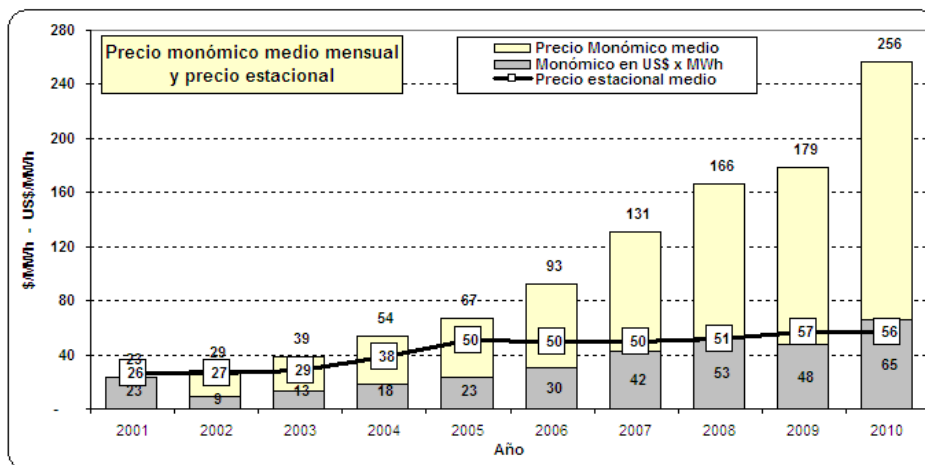


Fuente: Cammesa

El precio monómico medio de electricidad incluye, además del precio *spot* de la energía, cargos por potencia, por conexión, los sobrecostos por la utilización de combustibles distintos al gas natural, los costos de importación de energía y los sobrecostos por la demanda excedente (incluyendo contratos por el programa de Energía Plus). Refleja el costo medio por MWh de generación de la electricidad. Se elige este indicador porque a

partir del año 2003 al tener el *spot* un tope máximo de 120 pesos impide una comparación certera. La evolución de este precio medio en pesos y en dólares a partir de 2001, junto con la evolución del precio estacional en pesos, se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 8



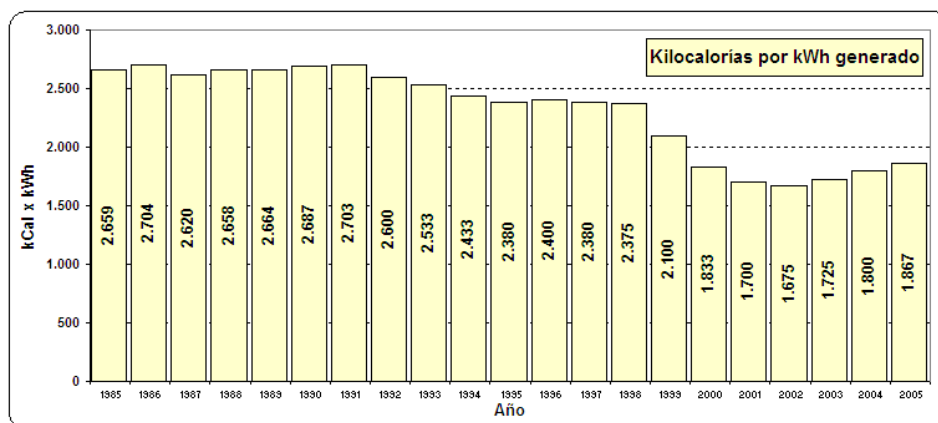
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Cammesa.

Puede observarse que el precio estacional en pesos (representado por la línea negra) sufre un aumento significativo en 2005, tal como fue mencionado oportunamente, seguido de un nuevo incremento a fines de 2008 que impacta de lleno a partir de 2009. Debe recordarse que el precio estacional representa la porción efectivamente trasladada a los usuarios finales del costo mayorista de la electricidad, costo que es representado (con algunas distorsiones) por el precio monómico medio en pesos, graficado en las barras amarillas. La brecha entre ambos valores indica el impacto creciente de los subsidios, a través de la inyección de fondos del Estado para financiar el FE. Utilizando el tipo de cambio promedio de cada año se convierte el precio monómico a dólares por MWh, valores que se muestran en las barras grises. Del análisis de dicha serie se observa que a partir de 2005 el precio de la energía en dólares supera al vigente en 2001, es decir sobrepasando el impacto causado por la salida de la Convertibilidad. Es así que en 2010 el costo de la electricidad en dólares es casi el triple que el del 2001. Esto obedece tanto a causas endógenas como exógenas. Entre las primeras pueden mencionarse el uso de combustibles alternativos de menor rendimiento y mayor costo, la necesidad de mantener la totalidad del parque operando (lo que hace despachar las máquinas de mayor costo) y la importación de energía. Las causas exógenas se relacionan con el aumento internacional del precio de los combustibles. Respecto a este último punto cabe recordar la evolución del precio internacional del barril de petróleo, el cual era de 20 dólares en 2001 y merced a aumentos progresivos alcanzó los 60 dólares en diciembre de 2006 y 90 un año más tarde, seguido de un pico de 135 dólares en Junio de

2008, para luego de una brusca caída hacia fines de ese año estabilizarse en los valores actuales de 80-90 dólares. El resto de los combustibles siguieron tendencias similares. Si bien a nivel local el traslado al *spot* fue demorado (vía congelamientos en el precio de gas natural en boca de pozo), puede estimarse que el impacto en el precio de la energía oscila entre 10 y 15 dólares por MWh para el período 2008-2010.⁷⁴

f) Eficiencia de la generación térmica: Dentro de las causas endógenas del crecimiento del precio *spot* se mencionó el uso de combustibles alternativos de menor rendimiento. Una medida de dicho rendimiento está dada por el consumo específico de los combustibles necesarios para generar una cierta cantidad de energía. Dicho consumo específico se mide en kilocalorías por kWh generado. La evolución de este indicador se aprecia en el gráfico 9.

Gráfico 9



Fuente: Entre 1980 y 1991: Bastos y Abdala, en base a información de Secretaría de Energía y el IDEE (Instituto de economía energética). Desde 1992 a 2005: Cammesa, informes anuales. La publicación de este ratio se discontinuó a partir de 2006

Puede observarse un leve deterioro entre 1985 y 1991 debido a la reducción de los mantenimientos de los equipos térmicos. Desde 1992 existe una leve pero continua mejora que se acelera en 1999 con la incorporación de plantas generadoras más modernas⁷⁵. A partir de 2002 vuelve a repetirse la tendencia negativa, debido a las causas anteriormente mencionadas. Cammesa discontinuó la publicación de este indicador a partir de 2006.

E.2.) EVOLUCIÓN INDICADORES ESPECÍFICOS DEL SECTOR DISTRIBUCION

Se incluye aquí información relevada sobre las tres empresas Distribuidoras del Gran Buenos Aires, bajo la forma de indicadores consolidados genéricos, operativos, económicos y financieros, en general extraídos de los respectivos balances de publicación.

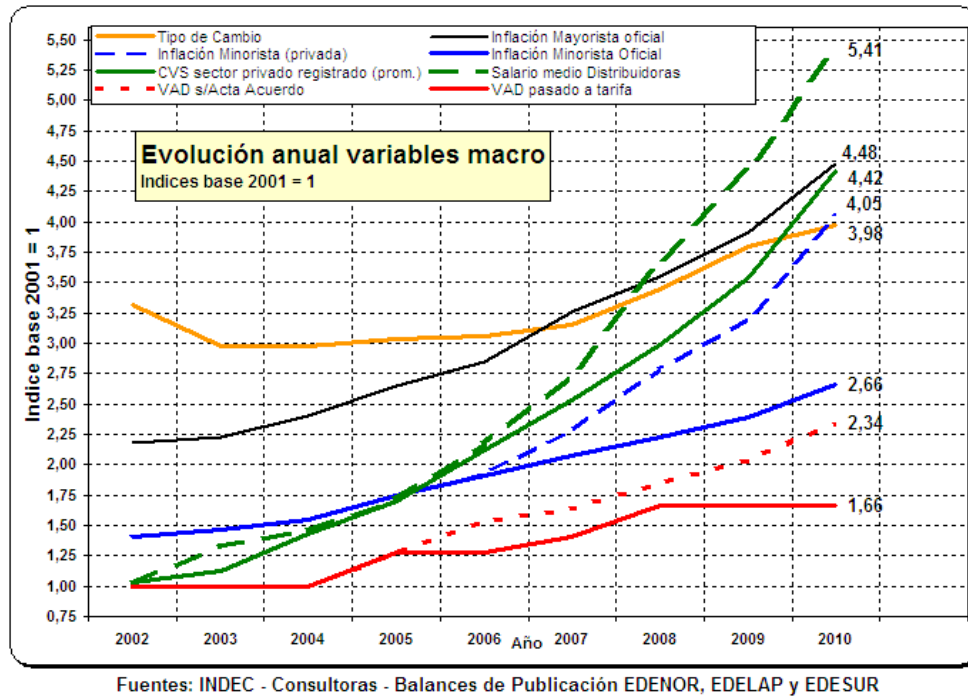
⁷⁴ Esta estimación se realizó convirtiendo la unidad m³ de gas en kWh de energía, utilizando relaciones estándar entre m³ de gas y kilocalorías (poder calórico del gas natural) y luego entre kilocalorías y kWh (ver punto siguiente), para finalmente convertir el precio del gas por m³ en un precio por kWh.

⁷⁵ Ingresa al mercado el Ciclo Combinado Paraná, con tecnología de avanzada.

E.2.i) Indicadores genéricos y operativos

g) Evolución variables macro: Para entender el desempeño de la mayoría de las variables de Distribución debe conocerse en primer lugar la evolución divergente de sus principales indicadores de ingresos (VAD) y de sus *drivers* de costos, la cual se expone en el gráfico 10.

Gráfico 10

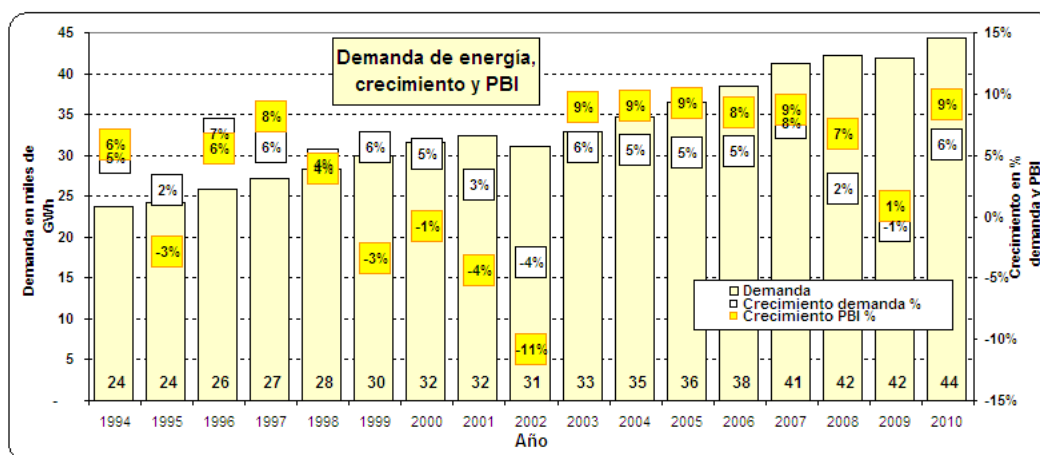


Se observa en el mismo que a fines de 2010 la inflación mayorista, la minorista (estimada por consultoras), los salarios (medidos por el Coeficiente de Variación Salarial promedio anual para los empleos registrados del sector privado) y el tipo de cambio convergen⁷⁶ en valores cercanos a 4-4.5. Sin embargo, los incrementos de VAD conseguidos por las distribuidoras representan un aumento promedio del 66%. Cabe destacar que aún en el caso de reconocer a las empresas todos los IVC adeudados el índice resultante (2.34) sería inferior a los aumentos en las demás variables, aún considerando la inflación minorista oficial (2.66). Por último, vale la pena destacar la evolución anual del índice de costo medio por empleado de las Distribuidoras, el cual si bien puede incluir algún efecto menor del *mix* de la nómina, permite observar la influencia creciente del sindicato de Luz y Fuerza.

h) Demanda de energía: Se muestra en el gráfico que sigue la evolución de la demanda de electricidad sumada de las tres distribuidoras bajo análisis.

⁷⁶ Puede afirmarse que el hecho de que la inflación mayorista sea aún, a 10 años de la salida de la Convertibilidad, algo superior a la inflación minorista, se debe justamente al congelamiento de las tarifas minoristas de los servicios públicos.

Gráfico 11



Fuente: Elaboración propia en base a Balances de Publicación. PBI: datos del INDEC.

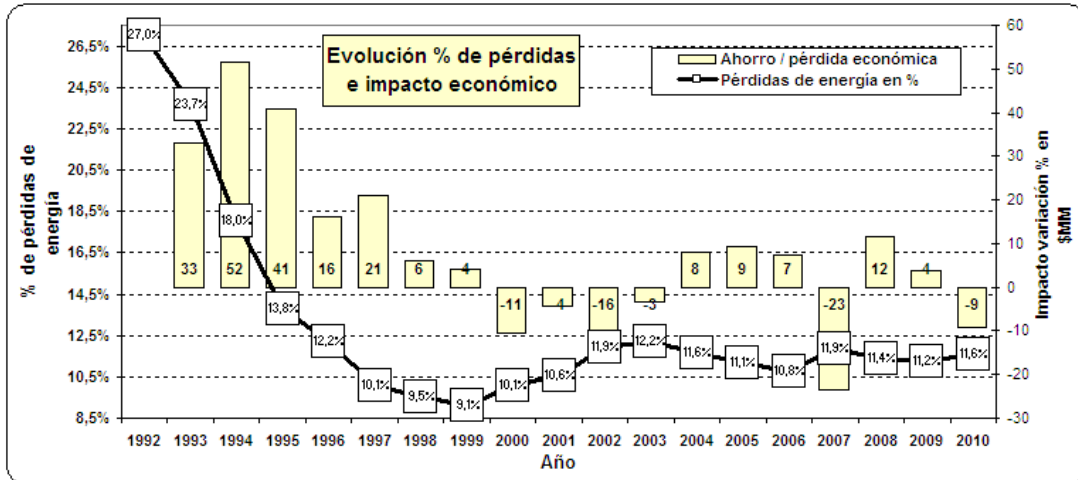
Las barras muestran la demanda anual en miles de GWh y los cuadros con fondo blanco el crecimiento contra el año anterior. Durante el período analizado el consumo creció a un promedio anual del 4%, con sólo dos años de caída (crisis 2002 y en 2009). Se incluye también como referencia el crecimiento anual del PBI, que muestra una correlación media con el crecimiento de la demanda.⁷⁷

i) Pérdidas de energía: Las pérdidas de energía se calculan como la diferencia entre la energía demandada y la energía distribuida (es decir que se trata de kWh que las empresas compran pero no facturan). Para obtener un indicador comparable de pérdidas de energía se las calcula como un porcentaje respecto a la energía demandada. El gráfico 12 muestra la evolución del porcentaje de pérdidas de energía, consolidado para las tres distribuidoras de concesión federal. El mismo permite apreciar cuatro ciclos alternantes (la línea negra) en lo que se refiere a la gestión de pérdidas de energía. El primero muestra una drástica reducción en el porcentaje desde el inicio de las concesiones hasta 1997, la que continúa un par de años más hasta alcanzar el mínimo de la serie en 1999, con un ratio igual a un tercio del valor inicial. A partir de ese año las pérdidas comienzan a crecer debido a la recesión económica, tendencia que se acentúa hacia 2002-2003, período en el cual la grave crisis genera un crecimiento significativo de los clientes “enganchados”, es decir del hurto de energía, alcanzando valores similares a los de 1996. Se observa un tercer ciclo entre 2003 y 2006, en el cual el crecimiento de la actividad económica permite la normalización parcial de la situación de muchos clientes. Por último, entre 2007 y 2010 se observan valores que en

⁷⁷ El coeficiente de correlación lineal para las series graficadas es de 0,506. La recta de regresión muestra la siguiente ecuación: Crecimiento de la demanda en porcentaje = 2,88% + 0,331 x Crecimiento del PBI en %.

promedio superan a los de años anteriores. Esto se debe a la combinación de un incremento significativo de la demanda junto a un deterioro progresivo de las redes debido al menor nivel de inversiones. Las barras amarillas muestran el impacto anual aproximado (positivo o negativo) de cada movimiento en el ratio, en millones de pesos⁷⁸.

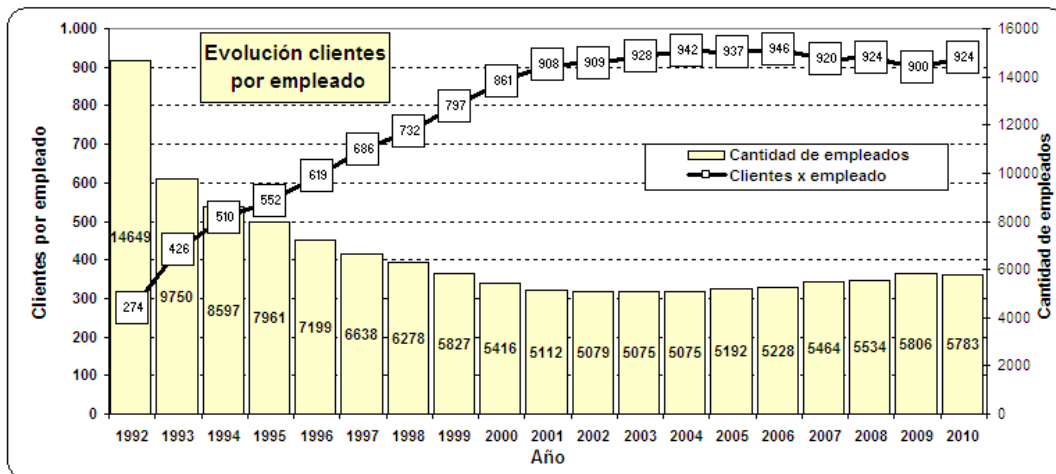
Gráfico 12



Fuente: Elaboración propia en base a balances de publicación de EDENOR, EDESUR y EDELAP

ii) Productividad: Una medida de productividad en las distribuidoras está dada por la relación entre cantidad de clientes y empleados propios, la cual se muestra en el gráfico a continuación (representada por la línea negra).

Gráfico 13



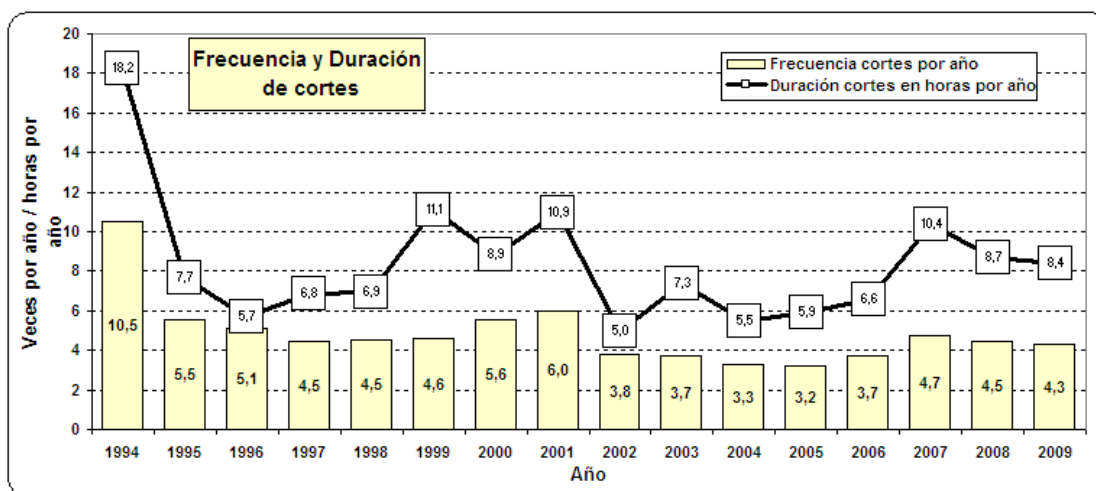
Fuente: Elaboración propia en base a balances de publicación de EDENOR, EDESUR y EDELAP

⁷⁸ Cada valor surge de multiplicar la variación de la pérdida física respecto del año anterior por el precio medio de compra de energía de cada año.

Se observa entre 1992 y 2001 una mejora continua y significativa en este indicador (del orden del 14% anual). Casi el 90% de la mejora se corresponde con una reducción en el total de empleados propios (dato graficado en las barras amarillas), la cual fue producto del plan de retiros voluntarios implementado en los años tempranos de las privatizaciones. Lógicamente, la mejora sigue una tendencia decreciente debido a las mayores reducciones iniciales de personal. Entre 2002 y 2004 no se producen variaciones significativas en la cantidad de personal (debido esto en parte a la vigencia de la doble indemnización por despido) y a partir de 2005 el ratio se estanca debido a que el incremento de clientes es compensado por una mayor cantidad de empleados. Esto último se debe a cambios en la legislación laboral (tendencia a la eliminación de pasantías y contratos, de amplia difusión en la década anterior) y a la presión creciente ejercida por el sindicato de Luz y Fuerza para la incorporación de personal reemplazando personal terciarizado.

k) Calidad de Servicio: Si bien al intentar encontrar un indicador de calidad de servicio pertinente y consistente se encuentran algunas dificultades y limitaciones⁷⁹, el gráfico que se expone a continuación muestra la evolución de la frecuencia y duración de cortes por kilo volt ampere instalado (KVA) y sirve para establecer alguna tendencia al respecto.

Gráfico 14



Fuente: Elaboración propia en base a Informes anuales del ENRE

El ratio para cada año fue calculado ponderando el indicador respectivo de cada empresa por la cantidad de clientes de la misma respecto al total de usuarios de las tres. Cabe aclarar

⁷⁹ Algunas de las cuales son las siguientes: 1- inicialmente la medición se efectuaba en términos de KVA instalados y posteriormente se pasó a un esquema por cliente. 2- La información se elabora por semestre pero que no coinciden con los semestres calendarios. 3- Hay distintos criterios para medir los cortes ya sea que se incluyan o excluyas causas de fuerza mayor, causas externas (por ejemplo, generadas en la red del transportista), cortes mayores a 3 minutos, etc. 4- Las empresas no suelen publicarlos en sus balances. 5- Dichos indicadores no están solamente afectados por el nivel de inversiones sino también por factores climáticos (temperatura, viento, lluvia, etc.).

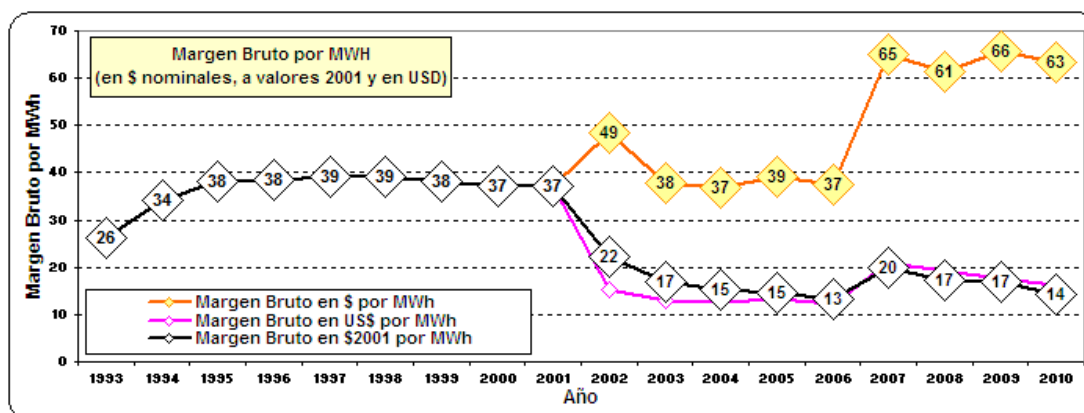
que no se cuenta con datos de 1993 ya que durante ese año se implementaron los mecanismos de medición. Según Bastos y Abdala, la duración de los cortes entre 1985 y 1988 oscilaba entre 20 y 25 horas por año, con lo cual se observa que dicho indicador se redujo rápidamente a la cuarta parte en 1996, se mantuvo luego estable hasta 2006⁸⁰, mostrando incrementos a partir de ese año, coincidiendo con la aceleración del crecimiento del consumo y el menor nivel de inversiones (ver más adelante). Similares consideraciones pueden hacerse para la frecuencia de los cortes.

E.2.ii) Indicadores económicos

La serie de indicadores a continuación fue elaborada consolidando información de los balances de publicación anuales de las tres distribuidoras de concesión Federal. En aquellos indicadores de tipo monetario (por ejemplo, margen bruto por MWh vendido) se indica el valor en pesos de cada momento pero también, si se considera pertinente, en moneda del año 2001 (deflactando la serie por la inflación mayorista anual del INDEC) y en dólares⁸¹. En algunos casos los datos de 2002 muestran valores atípicos debido a que ese año fue el único en el que se aplicó a los balances de publicación el ajuste por inflación.⁸² En general el año inicial es 1993 (primer año completo de concesión).

I) Ratios de rentabilidad operativa: Se muestra aquí el margen bruto por unidad vendida y adicionalmente se establecen relaciones porcentuales entre EBITDA, Utilidad Operativa y Margen Bruto. El primer dato se muestra a continuación:

Gráfico 15



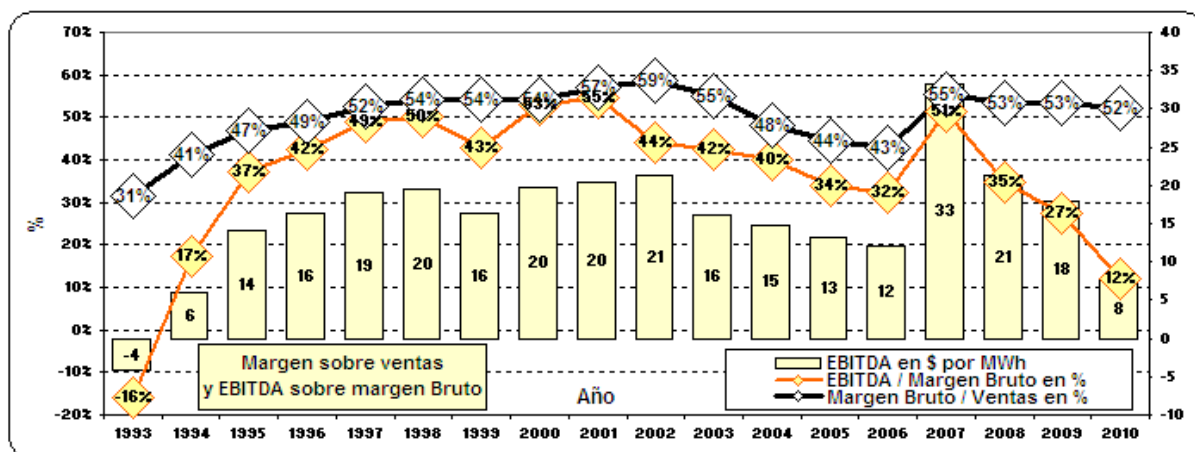
⁸⁰ Más allá de un par de contingencias de inusitada magnitud en 1999 (EDESUR – evento subestación Azopardo) y en 2001 (EDELAP – gran temporal en enero).

⁸¹ Por razones de simplicidad se considera que entre 1993 y 2001 la inflación fue nula y el tipo de cambio igual a 1.

⁸² Establecido por Resolución Técnica 6 de la FACPCE, reanudado el 17 de julio de 2002 por decreto 1.269/02 del PEN y por Resolución CNV N° 415/02. Suspendido por Decreto PEN 664/03 y Resolución CNV 441/03.

Se observa el correlato con el desempeño operativo: la reducción del porcentaje de pérdidas de energía en los primeros años mejora el margen bruto por MWh vendido, el cual se estabiliza hasta 2001. A partir de ese momento (y más allá de la distorsión ya mencionada para 2002) el margen en pesos se mantiene congelado durante 5 años, observándose luego las recomposiciones parciales de 2007 (incluye la contabilización de retroactivos por el año 2006) y mediados de 2008, pero que en ningún caso alcanzar a recomponer el margen medido en dólares o en moneda del año 2001 (línea negra). El gráfico 16 a continuación agrega al análisis el *EBITDA margin*, o EBITDA respecto al margen bruto. Mientras que el porcentaje del margen bruto respecto a las ventas sigue la tendencia ya mencionada, la introducción del *EBITDA margin* permite observar a grandes rasgos los costos. Luego de un primer año con EBITDA negativo, la permanente reducción de costos eleva el margen hasta un 55% en 2001 (y a alrededor de 20 pesos por MWh), sólo interrumpido en 1999 por las consecuencias del evento Azopardo⁸³. Comienza luego la pendiente descendente de esta curva, temporalmente detenida por las recomposiciones parciales ya mencionadas.

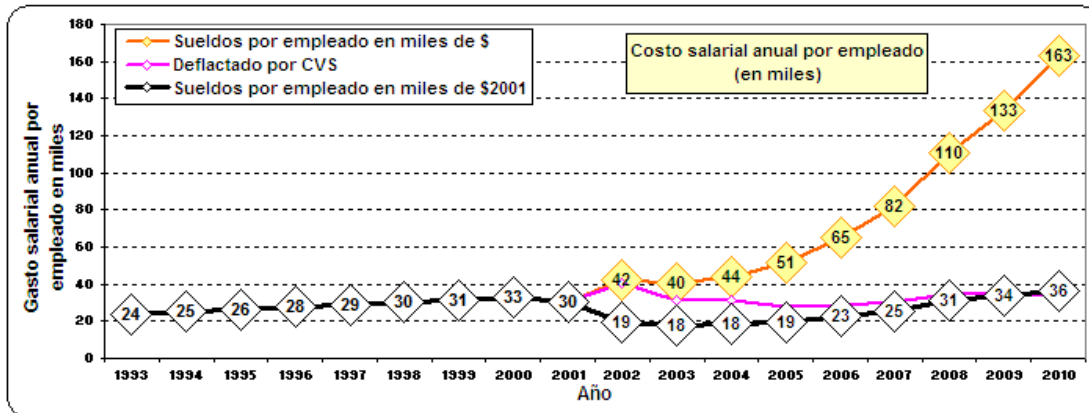
Gráfico 16



m) Ratios de Costos operativos: Se mencionó en el punto anterior el impacto de la evolución de los costos en el EBITDA. Corresponde ahora un estudio un poco más detallado de los mismos, los cuales han sido divididos para el análisis en sueldos, gastos variables (Impuestos, Penalidades y Previsión para incobrables) y resto de gastos (servicios contratados y gastos generales de planta). El gráfico 17 a continuación muestra información sobre el primero de dichos ítems: el costo salarial.

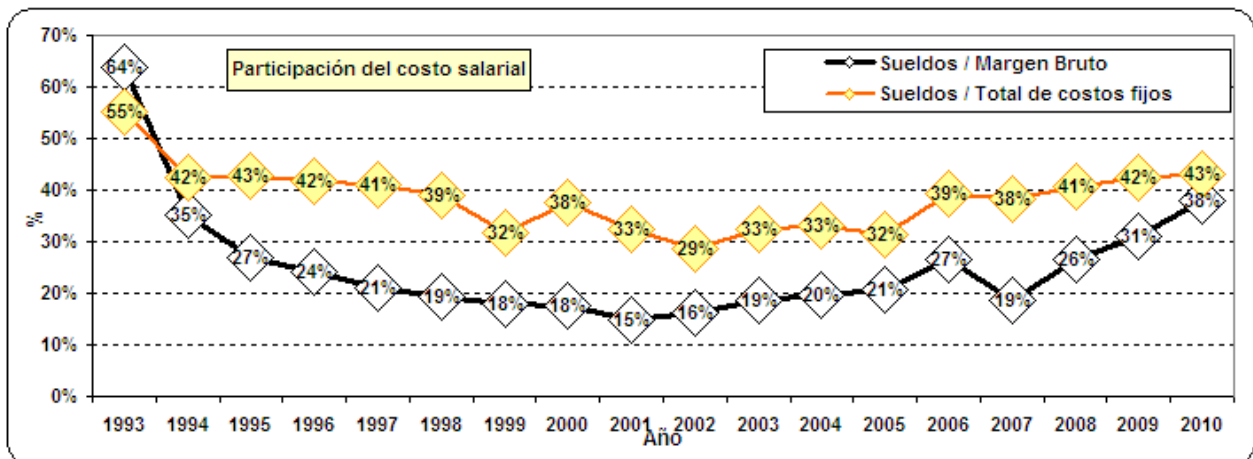
⁸³ El 15 de Febrero de 1999 se produjo un incendio en la flamante subestación de EDESUR que se bautizó con ese nombre, dejando inicialmente sin suministro a 156.000 clientes (7% de la clientela) pero cobrando notoriedad por la demora de nueve días en reponer enteramente el servicio. Generó el pago de un valor significativo de penalidades.

Gráfico 17



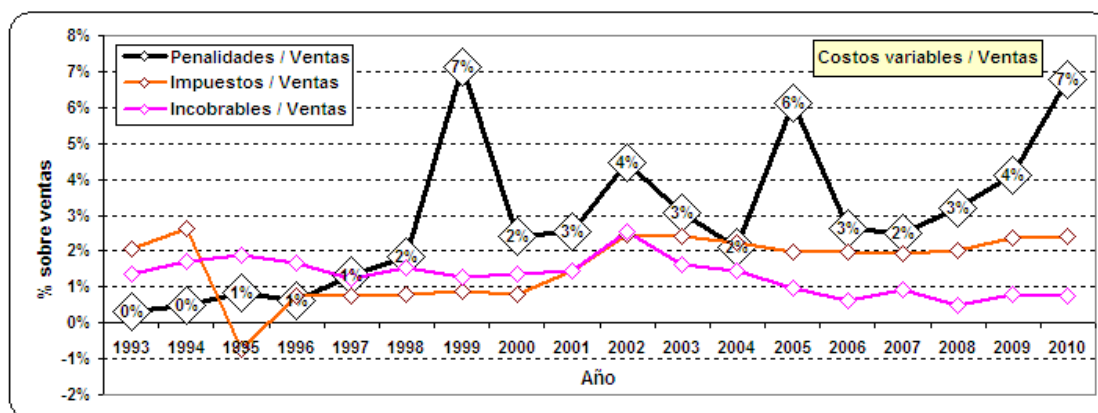
Se observa que hasta 2001 existieron pequeños (y normales) aumentos en el costo medio anual por empleado, recuperándose hacia 2008 el salario real de 2001 medido en dólares o en moneda de 2001. Si bien durante la década del 90 el costo medio por empleado no sufrió grandes variaciones si lo hizo la participación del costo salarial en la canasta de costos, debido a la reducción de personal. Lo anterior se muestra en el gráfico 18 a continuación.

Gráfico 18



El gráfico anterior permite verificar que la participación de los salarios en los costos fijos se reduce de un 55% en 1993 a un 33% en 2001, para recuperar participación a partir de 2006, mostrando un mayor crecimiento relativo respecto a otros costos. Respecto a los costos denominados variables, los mismos se dividen a su vez en Penalidades, Impuestos y Previsión para deudores incobrables, y su comportamiento se aprecia en el gráfico 19 que se incluye a continuación.

Gráfico 19



Vale la pena destacar los siguientes puntos:

- No existe una tendencia definida respecto al porcentaje de incobrabilidad, más allá de alguna disminución y estabilización en valores menores al 1% anual desde 2005, que podría explicarse por los altos niveles de pago de un producto cuyo precio relativo disminuye.
- Los impuestos⁸⁴ mantienen una participación promedio del 1% hasta 2000, momento a partir del cual su impacto se duplica, debido a la creación y aplicación a las distribuidoras del Impuesto a los Débitos y Créditos bancarios, que básicamente representa un costo de un 1% sobre las cobranzas.⁸⁵
- Las penalidades tienen un peso poco significativo durante los 4 primeros años, denominados “etapa I”, y en los cuales las empresas debían prepararse en anticipación de la etapa II, más exigente en términos de Calidad de Servicio. Ya en 1999 se manifiesta un evento de gran magnitud en EDESUR (Azopardo, ver nota 83). Un segundo pico se produce en 2005, debido a que como parte del Acta Acuerdo firmada en 2005 las penalidades impagas por las Distribuidoras se ajustan en la misma cuantía que los incrementos de VAD obtenidos. Por último, a partir de 2007 se observa una tendencia creciente, debido al deterioro de los índices de calidad de servicio mencionados anteriormente.

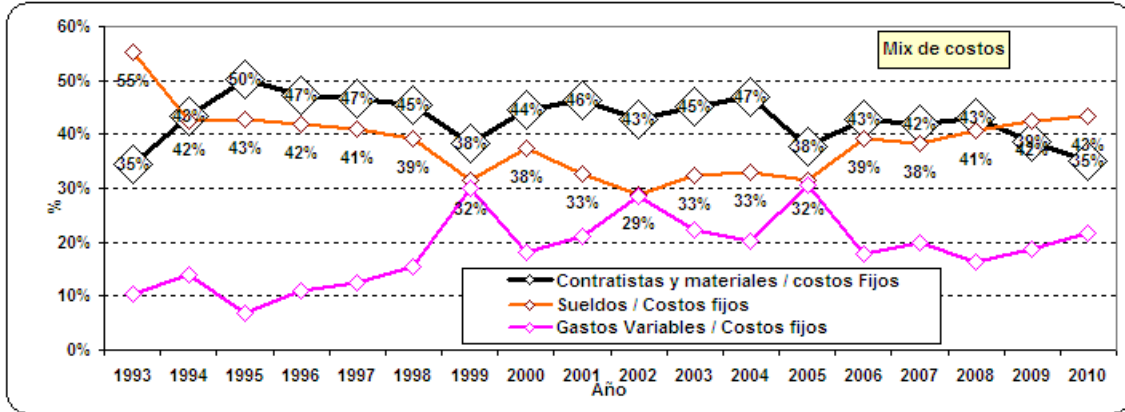
Finalmente, la participación del resto de los gastos sobre el total muestra un rápido crecimiento al reemplazar personal propio por contratado, manteniéndose siempre en

⁸⁴ Excluye al Impuesto a las Ganancias. Son los establecidos por la regulación (por ejemplo la tasa para sostenimiento del Ente Regulador) o por legislación municipal (tasas) o nacional (Impuesto a los Débitos y Créditos). Las Distribuidoras están exentas del impuesto a los Ingresos Brutos, de Sellos y teóricamente de gravámenes municipales.

⁸⁵ No fue el único caso de cargas fiscales cuyo traslado simultáneo o ulterior a tarifa nunca fue permitido: La alícuota del Impuesto a las Ganancias aumentó del 30% al 33% en 1996 (ley 24.698) y posteriormente al 35%; el impuesto a la Ganancia Mínima Presunta creó un costo financiero adicional (y en algunos casos también económico, al comenzar a prescribir los créditos por este concepto); la figura del Responsable Sustituto en el Impuesto a los Bienes Personales le generó una carga económica adicional a los accionistas de las empresas; por último, varias municipalidades introdujeron tasas adicionales que las distribuidoras cuestionaron judicialmente pero sin éxito (ver nota anterior).

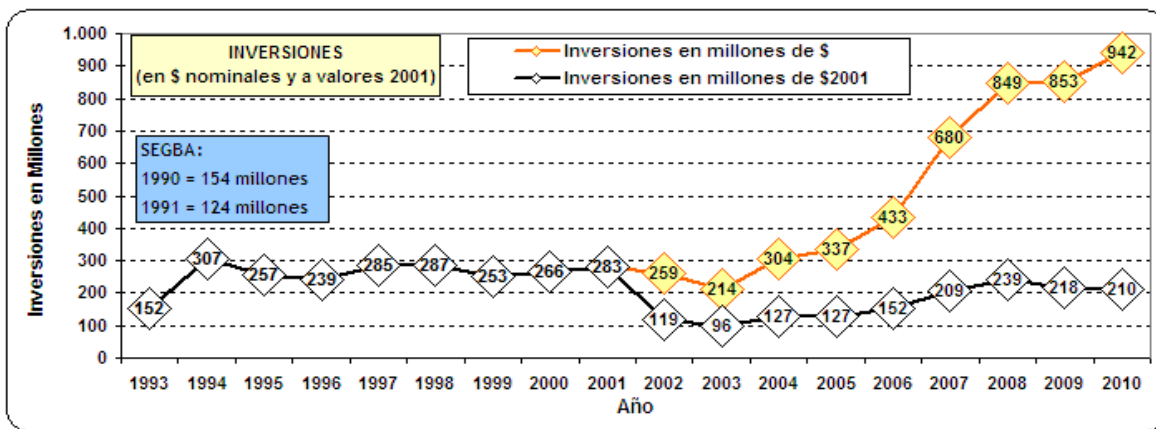
valores cercanos al 45% del total hasta 2005, momento en el cual la mayor influencia de los gastos variables y del costo salarial llevan su participación al 35% en 2010; todo lo anterior se observa en el gráfico que sigue:

Gráfico 20



n) Inversiones: Es momento de analizar este rubro, fundamental en el circuito virtuoso Tarifa→Inversiones→Calidad→Penalizaciones de las Distribuidoras. El gráfico 21 muestra que luego de un flujo de Inversiones relativamente estable en la primera década de las privatizaciones, se produce en 2002-2003 una caída del monto invertido en pesos, restringiéndose las mismas exclusivamente a mantenimientos correctivos y conexiones de clientes⁸⁶, dejando de lado por falta de fondos las obras llamadas de Calidad de Servicio⁸⁷.

Gráfico 21



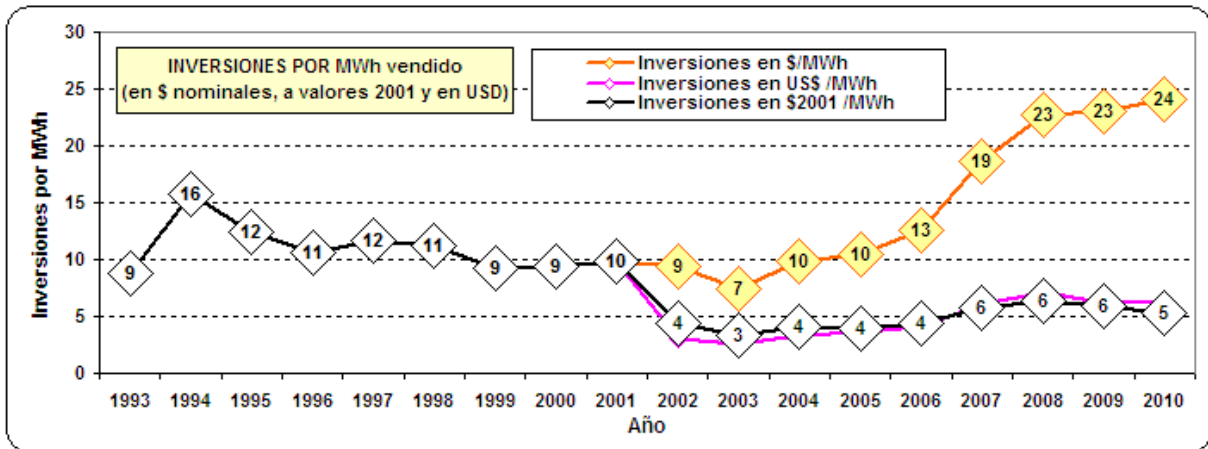
Obviamente este mecanismo no puede mantenerse indefinidamente, razón por la cual los montos invertidos en pesos crecen a ritmo moderado en los tres años siguientes, dan un salto en 2007 y 2008 (con los recursos generados por la recomposición parcial de VAD) y muestran un nuevo crecimiento en 2010, pero en todos los casos mostrando valores en

⁸⁶ Debe recordarse que las Distribuidoras están obligadas a atender la totalidad de la demanda.

⁸⁷ Aquellas en las que se efectúan mejoras en la red buscando disminuir los cortes de servicio y con ello penalidades.

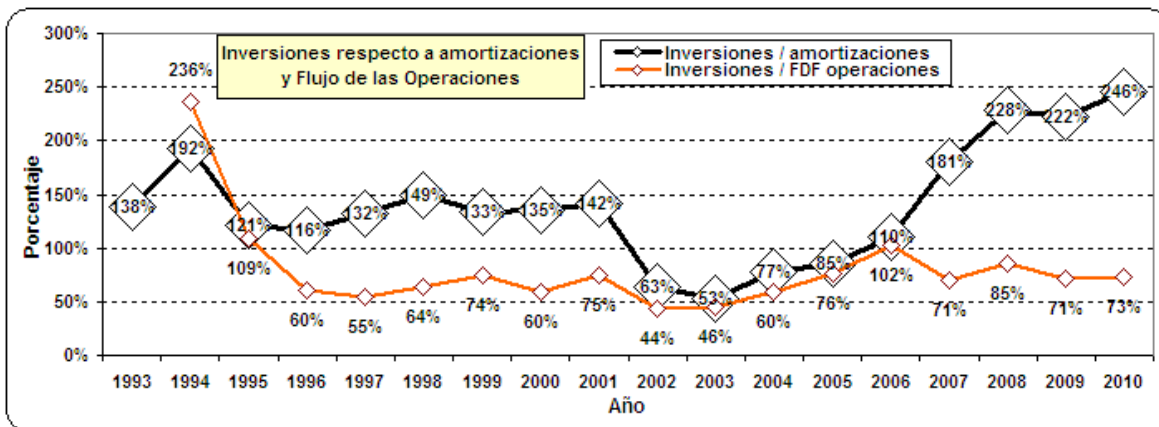
moneda constante menores a los del año 2001 y anteriores. Esta misma tendencia se aprecia al observar el monto invertido por MWh:

Gráfico 22



Otra manera de comprobar el menor nivel de inversiones a partir de 2002 es a través del gráfico 23, donde se observa la relación entre inversiones y amortizaciones por un lado y el porcentaje del flujo de fondos generados por las operaciones (FDFOp) destinado a Inversiones, por el otro.

Gráfico 23

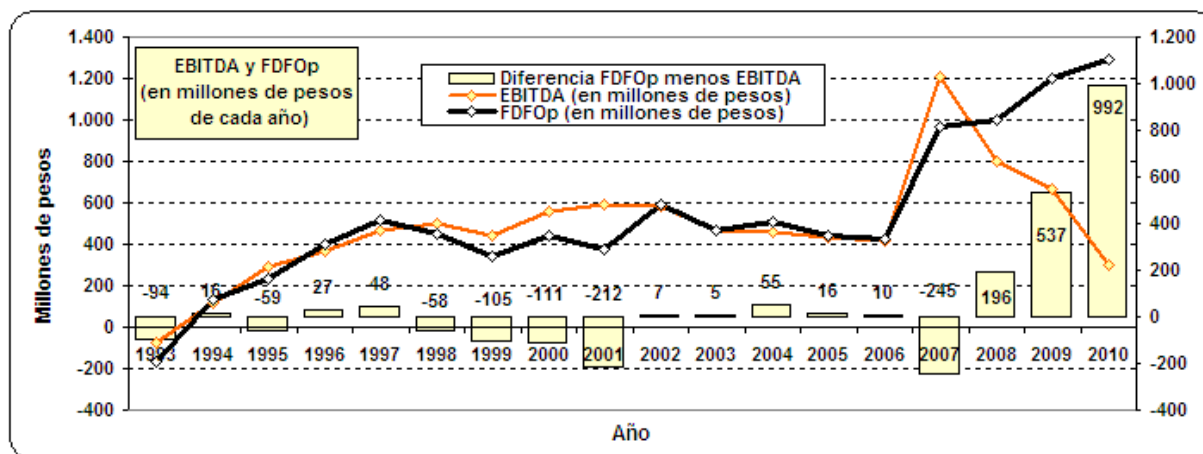


Se observa entonces un mayor nivel de inversión en los primeros años, por montos superiores al FDFOp (solventando la diferencia con toma de deuda financiera), estabilizándose en los años siguientes en alrededor del 65% del FDFOp (aunque siempre superando holgadamente al desgaste contable de los bienes de uso). Se verifica una drástica caída en 2002 y hasta 2004 para luego ubicarse este ratio en alrededor del 75%. El ratio entre inversiones y amortizaciones pierde cierta validez a partir de 2004, debido a la

falta de actualización de los estados contables por la inflación, quedando las amortizaciones en pesos en valores relativamente constantes.

o) Flujo de Fondos de las operaciones y EBITDA: El punto anterior introduce el análisis del FDFOp, es decir la manera en la cual el EBITDA (fuente primaria de generación de fondos) se convierte en caja. Corresponde entonces en primer lugar analizar la relación entre estos dos montos a través del tiempo, la cual se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 24



Se observa que hasta 1997 ambas curvas muestran valores similares (y crecientes, a medida que la gestión de las compañías mejora), mientras que entre 1998 y 2001 el FDFOp (la línea negra) cae por debajo del EBITDA. Esta diferencia, medida en el eje secundario del gráfico por las barras amarillas y que en 4 años totaliza casi 500 millones de pesos, obedece a tres causas principales: 1) el comienzo de pagos significativos del impuesto a las ganancias, luego de la absorción de quebrantos iniciales; 2) un incremento en la morosidad, debido al deterioro de las condiciones económicas en ese lapso y 3) mayores pagos por intereses financieros⁸⁸ debido tanto a un mayor nivel de endeudamiento como a un incremento en las tasas de interés. Entre 2002 y 2006 ambas curvas nuevamente se acercan, pero esta vez con tendencia decreciente, en virtud del congelamiento de tarifas hasta fines de 2006. En 2007 la contabilización en forma retroactiva del incremento otorgado por el Acta Acuerdo eleva el EBITDA por encima del FDFOp, pero si se descuentasen los aproximadamente 400 millones de pesos de este evento, se notaría que a partir de dicho año existe una clara divergencia entre ambas curvas, la cual se mantiene hasta hoy y que totaliza aproximadamente 2.000 millones de pesos, diferencia originada principalmente en

⁸⁸ El pago de intereses se consideró parte del FDFOp, ver Anexo I para mayor detalle.

dos hechos: 1) la retención de los fondos PUREE, que no representan un ingreso sino un pasivo y 2) la suspensión del pago de penalidades desde 2002, independientemente de su inclusión dentro de los gastos operativos en cada balance de publicación⁸⁹. El impacto anual y acumulado de ambos eventos se muestra en la siguiente tabla, la cual fue elaborada en base a la variación del saldo entre cierres contables sucesivos de los respectivos pasivos:

Tabla 1 - Pasivo por fondos PUREE y penalidades - Variación anual y saldo al cierre

(todos los valores en millones de pesos)

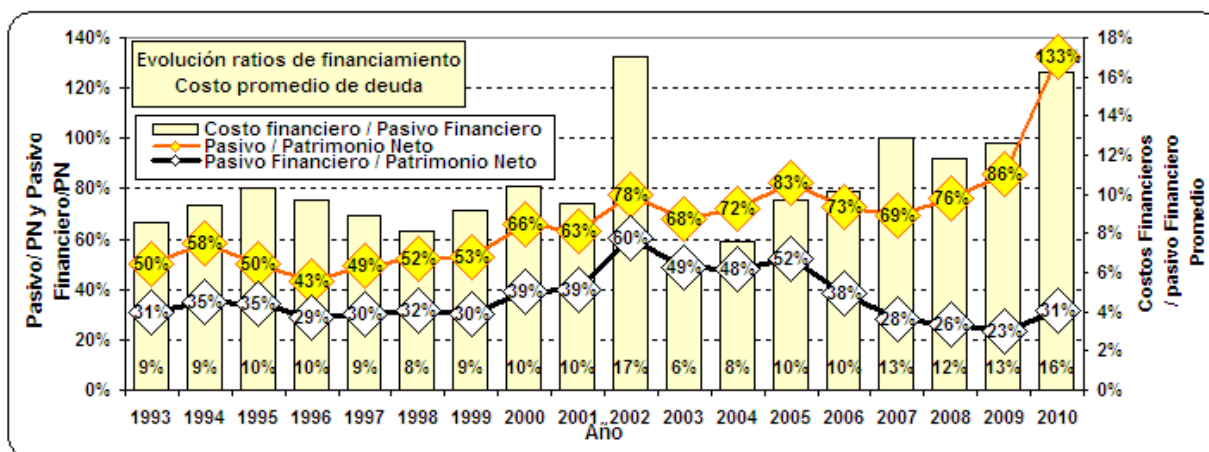
Rubro \ Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Pasivo Total
Fondos Puree	0	0	0	0	15	15	44	390	572	1.037
Penalidades	38	62	63	75	105	155	122	177	248	1.046
Total	38	62	63	75	120	171	167	567	820	2.082

Se observa el impacto creciente de estos conceptos, que no representan ingresos genuinos sino una forma de financiamiento comercial.

E.2.iii) Indicadores financieros

p) Financiamiento: La mención de pasivos en el punto anterior introduce el tema del financiamiento de las Distribuidoras y su evolución. Se analiza por un lado el Pasivo Total respecto al Patrimonio Neto y por otro el pasivo específicamente financiero, entendiendo por este último a aquel que devenga intereses⁹⁰. Lo anterior se expone en el gráfico a continuación, el cual también muestra el costo financiero como porcentaje de la deuda financiera, una suerte de “tasa de interés promedio”.⁹¹

Gráfico 25



⁸⁹ La suspensión de pago comienza en 2002, pero hasta 2007 ese origen de fondos se compensa con otros efectos (pagos de intereses y de impuesto a las ganancias). Por otro lado, la suspensión comprende a las penalidades masivas por deficiencias en la calidad de servicio y producto, pero no al pago de multas individuales por reclamos de usuarios.

⁹⁰ Se excluye el pasivo con compañías relacionadas y los costos financieros asociados (si no generan pagos recurrentes).

⁹¹ Excluye la actualización del capital por CER, los costos de restructuración de deuda y las diferencias de cambio por deudas en moneda extranjera. Ver también Anexo I.

Respecto a la relación entre pasivo total y Patrimonio Neto (línea naranja) se observa que se mantiene alrededor del 50% hasta 1999, mostrando un primer aumento significativo en el año 2000, seguido de otro en el 2002 y una curva fuertemente ascendente a partir de 2007. Este último fenómeno se debe a lo explicado en el acápite anterior (fondos PUREE y penalidades impagas), mientras que los dos anteriores se relacionan con variaciones en el pasivo financiero que se analizan a continuación. La línea negra expresa la relación entre pasivo financiero y patrimonio neto la cual se mantuvo, siempre a nivel consolidado y prescindiendo de la política financiera individual de cada compañía, en el orden del 30% hasta 1999. En 2000 se observan tomas de deuda en todas las empresas, coincidiendo con la necesidad de financiar una reducción de capital en una de ellas y afrontar un pico en el pago de dividendos en las otras. Nótese además que en dichos años crece el costo de la deuda, debido a subas en la tasa de la Reserva Federal así como en entidades locales⁹². El brusco salto en 2002 se produce por el hecho de estar nominada la mayor parte de la deuda financiera en dólares (u otra moneda extranjera) con bancos del exterior, no estando sujetas a pesificación y siendo por ende mayor su valor en pesos.⁹³ Luego de algunos años de mantener sus deudas financieras en *default*, las empresas refinanciaron las mismas generalmente en forma ventajosa⁹⁴, reflejándose esto en una caída del ratio a partir de 2006.

g) Retorno de los inversores: Habiendo descripto la evolución de los márgenes, costos, FDFOp, inversiones y la política financiera, corresponde resumir toda esta información en un análisis del retorno del negocio como activo (ROA) y del retorno del capital invertido por los inversores ya sea en cuanto a resultados (ROE) como en cuanto a flujo de efectivo (dividendos). La evolución del ROA (anual y acumulada) se muestra en el gráfico 26. En el mismo se observa que luego de un inicio de la concesión con valores negativos, el ROA anual se vuelve positivo en 1995 y crece hasta un máximo de casi 11% en 2001, mostrando a ese momento un ratio acumulado de 5,3%. Es evidente el quiebre producido en los años

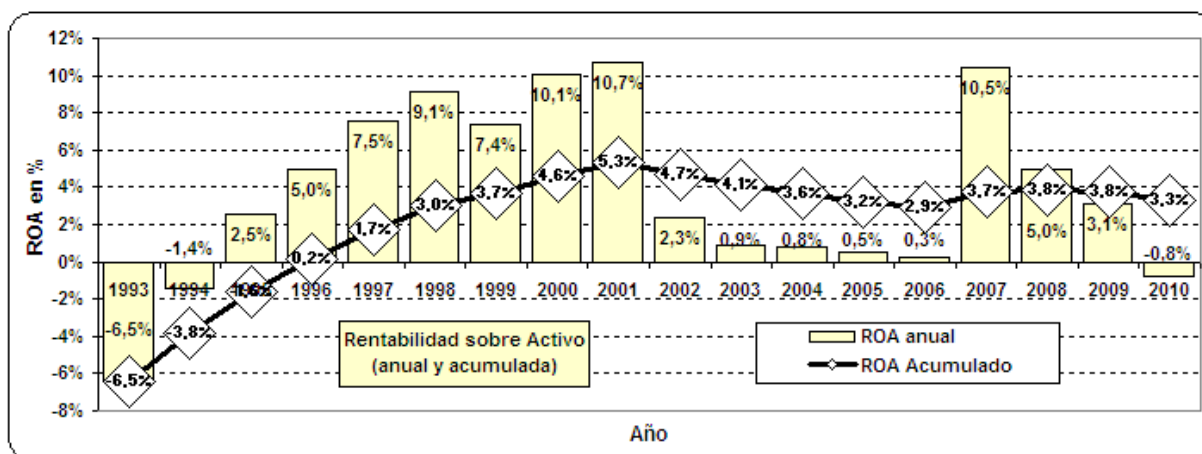
⁹² La Memoria del Balance de Publicación 2000 de EDENOR describe estos eventos: "Las expectativas negativas fueron acrecentándose al subir las tasas de interés en los mercados internacionales y revalorizarse el dólar ante otras monedas. Sumado a esto, el creciente gasto público y el elevado endeudamiento, hizo que se dificultara el acceso al crédito externo. La necesidad de financiar el déficit público con fondos del mercado local... generó un desplazamiento del sector privado por parte del sector público en la toma de fondos. Esa acción..., hizo subir las tasas por encima del nivel tolerable..."

⁹³ Si bien esto dependió de la política financiera de cada compañía, puede demostrarse la alta participación de la deuda en dólares con este cálculo: Un dólar de deuda de 2001 valía a Diciembre de 2002 \$3,32 si no había sido pesificado y \$1,40 en caso contrario. El pasivo financiero de las distribuidoras según balance se multiplica entre ambos momentos por 2,85. El ratio aumentó solamente un 50% (de 39% a 60%) porque el Patrimonio neto se ajustó por la inflación mayorista (118%).

⁹⁴ Puede decirse que para las pequeñas deudas financieras se aplicó una política de retención de fondos (suspensión pago penalidades, reducción gastos e inversiones de carácter preventivo, foco en la cobranza, suspensión dividendos, etc.) para cancelarlas a descuento. Las grandes deudas requirieron una negociación más prolongada.

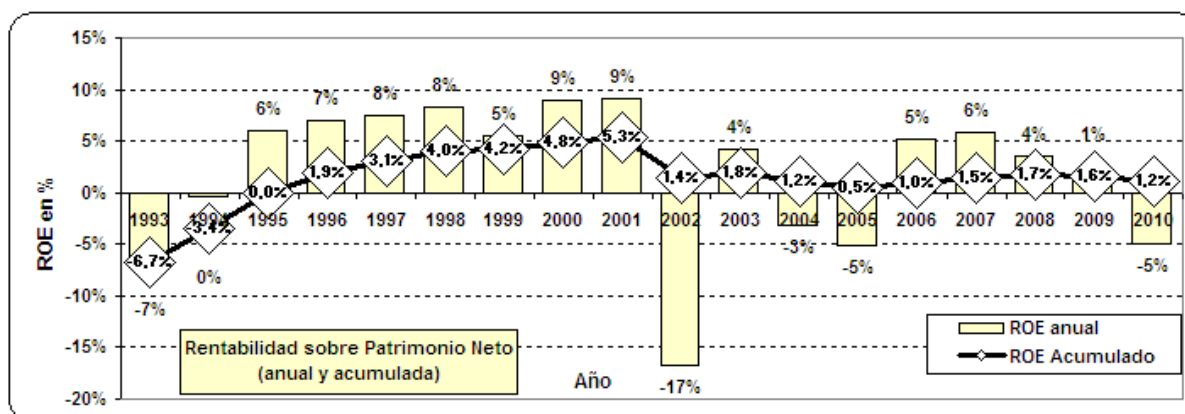
siguientes, sólo interrumpido por la recomposición parcial de VAD en 2007. A partir de ese momento el ratio se deteriora rápidamente en virtud del aceleramiento de la inflación sobre los costos y, por primera vez desde 1994, se vuelve negativo en 2010, siendo a ese momento el ratio promedio acumulado de 3,3%.

Gráfico 26



Análogas consideraciones pueden hacerse para el análisis del ROE en el gráfico 27 debajo⁹⁵. En el mismo el valor fuertemente negativo de 2002 se debe a la contabilización de significativas diferencias de cambio sobre la deuda financiera en moneda extranjera.

Gráfico 27

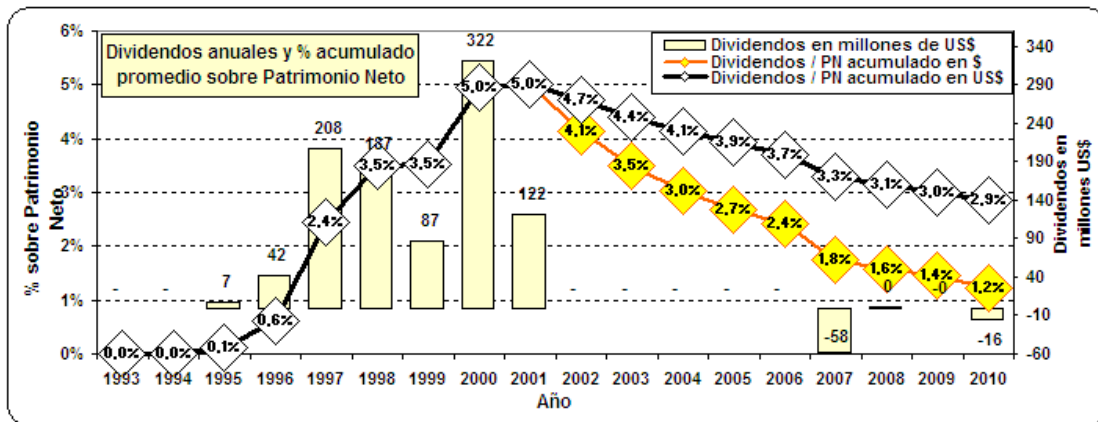


Una rápida comparación de las curvas acumuladas de ROE y ROA permite apreciar que hasta 2001 en general el ROE supera al ROA, es decir que las compañías estaban convenientemente apalancadas. Dicha tendencia se revierte a partir de dicho año.

⁹⁵ Se decidió calcular el valor acumulativo de estos ratios utilizando pesos nominales de cada momento y no valores en moneda de 2001 o en dólares, dado que los Balances de Publicación de las empresas (y por ende el Activo y el Patrimonio Neto, denominadores de las fórmulas respectivas) no fueron ajustados por inflación luego de 2002. De todos modos, la diferencia con el criterio adoptado es leve: El ROA acumulado calculado tomando valores en pesos de 2001 es de 4% y calculado en dólares el resultado es similar: 4.2%. Para el ROE dichos valores son 2,5% y 2,9% respectivamente.

El último tema a exponer es el relativo a pagos de dividendos por parte de estas empresas, el cual no sólo es la consecuencia lógica de todo lo expuesto antes sino también un aspecto que suele ser utilizado por la opinión pública para estigmatizar a las empresas de servicios públicos privatizadas, indicando las ganancias millonarias extraídas del país durante la década del 90. El gráfico a continuación permite examinar el asunto con datos concretos.

Gráfico 28



En primer lugar, si se analizan los montos de dividendos en millones de dólares (las barras amarillas) se observa que los primeros pagos significativos tienen lugar en 1997, culminando en 2001 y totalizando (junto a los pagos menores anteriores) 975 millones de dólares, que representan una retribución anual promedio del 5% sobre el patrimonio neto⁹⁶ (medida por la línea negra), es decir que a lo largo de 9 años las empresas pagaron como dividendos el 45% del capital invertido⁹⁷. El pago de dividendos se suspendió a partir de 2002, debido a la situación ya descrita. Como resultado de esto, el porcentaje promedio anual de distribución se redujo hasta un 3% medido en dólares y a un 1,2% medido en pesos⁹⁸. Hubo operaciones menores entre 2007 y 2010.⁹⁹

⁹⁶ Era de esperar que este ratio no difiriera significativamente del ROE (5,3%). Es algo menor debido a las reservas legales a mantener y a algún saldo de Resultados no Asignados.

⁹⁷ En conjunto, el monto pagado por privatización de las 3 empresas fue de aproximadamente 2.114 millones de dólares. Se pagó en promedio por cada cliente 526 dólares.

⁹⁸ Es menester aclarar que las empresas efectuaron otros pagos a algunos de sus accionistas. El pliego de licitación y el Contrato de Transferencia exigían la existencia por al menos 10 años de un Operador de reconocida experiencia internacional, con el cual se debía firmar un contrato de operación y asistencia técnica el cual podía incluir una remuneración establecida como un porcentaje de las ventas. Las tres empresas celebraron dichos contratos, en general con su accionista mayoritario, con remuneraciones de entre el 2% y el 3% sobre las ventas. Es discutible la inclusión de estos pagos dentro de la retribución del accionista, debido a que se desconocen los costos en los que incurrieron para prestar este servicio las empresas operadoras, pero si se asume un costo de operación igual a cero los resultados anteriores se modifican de esta manera: a) deben sumarse pagos por 590 millones de dólares hasta 2004, momento en el cual el último de dichos contratos se discontinuó; b) La retribución anual promedio hasta 2001 es del 7,7% del PN y c) El porcentaje promedio anual de retorno al inversor se eleva hasta 4,7% en dólares y 2,5% en pesos.

⁹⁹ En 2007 EDENOR efectuó una suscripción pública de acciones que incrementó el capital de la empresa. Entre 2008 y 2010 EDELAP efectuó aportes irrevocables por parte de su accionista mayoritario. En 2010 EDESUR efectuó un pago de dividendos por 48 millones de pesos.

E.3.) EVOLUCIÓN Y COMPARACION DE TARIFAS FINALES

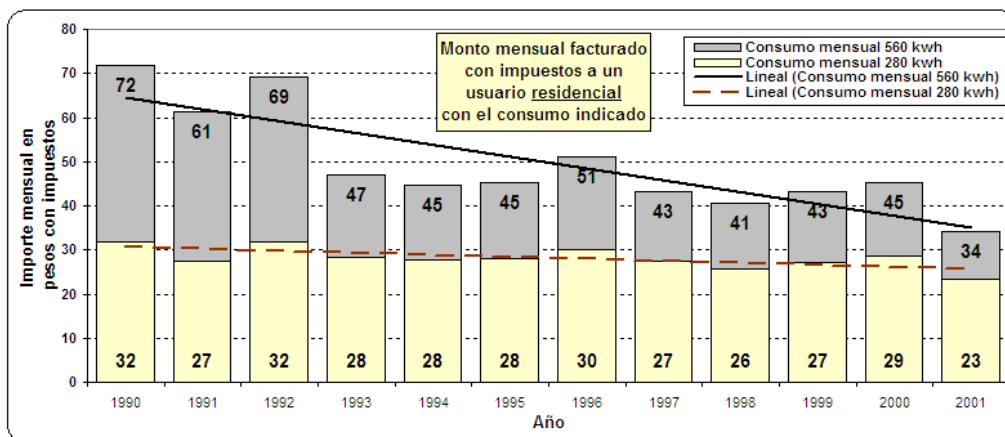
Pueden efectuarse múltiples análisis en lo que se refiere a tarifas, dada la variedad de regímenes existentes en Argentina y la diversidad de categorías tarifarias en cada régimen. A los efectos de los objetivos de este trabajo se incluirá únicamente en esta sección por un lado la verificación de cómo la reducción en el precio mayorista de la electricidad entre 1991 y 2001 (ver gráfico 7) se trasladó o no a los usuarios finales en las distribuidoras del Gran Buenos Aires (GBA). En segundo lugar se comparará la evolución posterior de las tarifas del GBA con las del resto del país. Respecto al primer punto los resultados varían según el tipo de consumo analizado (“uso”) y la magnitud de cada uno de dichos consumos¹⁰⁰. El uso se dividirá en residencial, pequeñas demandas no residenciales (“uso comercial”), alumbrado público y grandes demandas. La siguiente tabla, con valores orientativos, brinda una idea aproximada de la participación de cada uso en una Distribuidora típica.

Tabla 2 - Participación por uso
(todos los valores son aproximados)

USO	Participación porcentual del uso en:		
	Clientes	GWh	\$
Residencial	85%	40%	35%
Comercial	14%	10%	25%
Alumbrado		5%	5%
Grandes demandas	1%	45%	35%
Total	100%	100%	100%

- Uso residencial: La tarifa de SEGBA era de bloques crecientes, mientras que la de sus sucesoras siguió el camino contrario (ver sección C.4). Por ende, las reducciones en el precio final se manifestaron en los consumos más altos. El siguiente gráfico muestra la evolución anual hasta 2001 del monto facturado para dos consumos residenciales típicos.

Gráfico 29

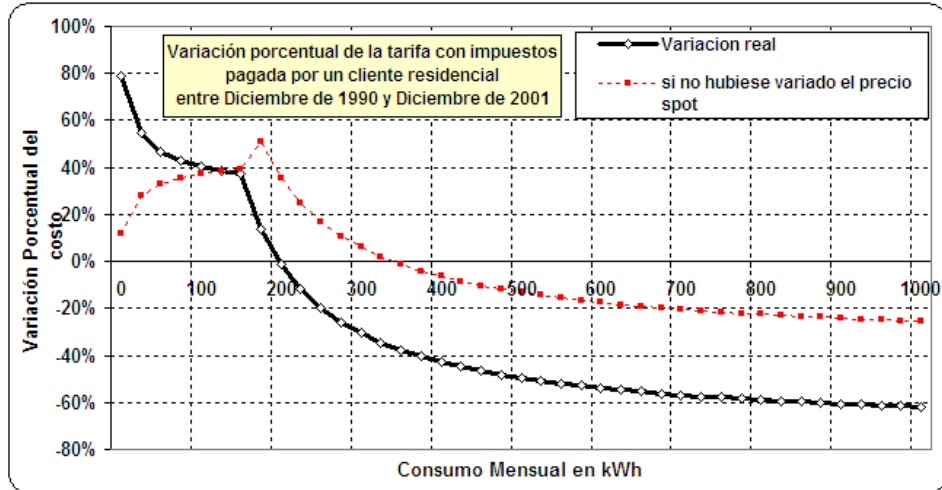


Fuente: Elaboración propia en base a cuadros tarifarios de SEGBA y de EDELAP

¹⁰⁰ Según el ENRE (informe anual 2001, página 2) durante los nueve años transcurridos desde la privatización, las tarifas medias en términos reales cayeron un 24% y un 33% respecto al período 1980-1991 (informe citado, página 208).

Se observa la mayor pendiente decreciente (línea negra) para el caso del consumo mayor. También se observa el cambio de criterio de facturación, ya que en 1990 un consumo mensual de 560 kWh costaba más del doble que uno de 280 kWh, mientras que en 2001 sólo representaba un 50% más. En general puede decirse que se produjeron reducciones en el monto facturado para todo consumo mayor a 200 kWh mensuales (aproximadamente el 60-65% de los clientes residenciales), según indica el gráfico a continuación.

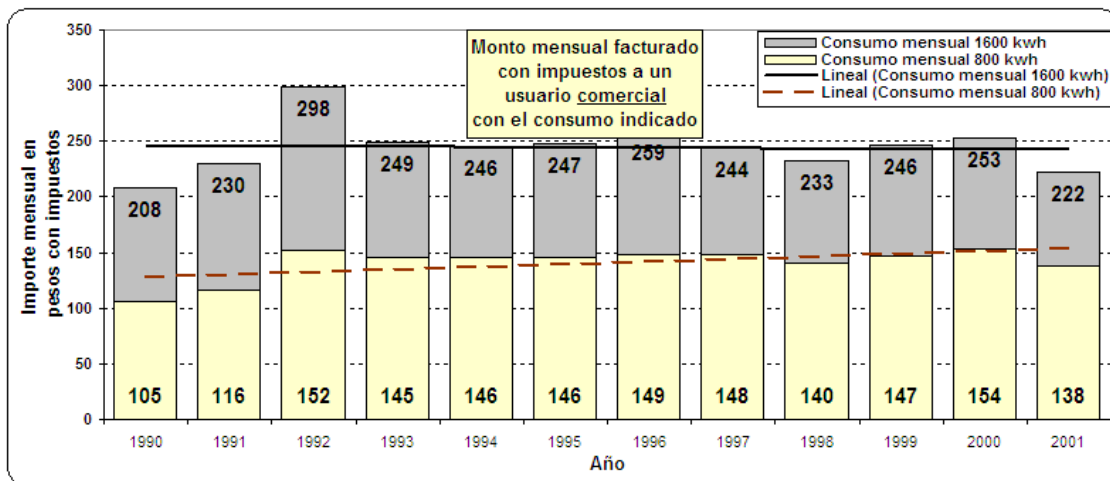
Gráfico 30



Fuente: Elaboración propia en base a cuadros tarifarios de SEGBA y de EDELAP

- Uso pequeñas demandas no residenciales (“uso comercial”): La tarifa comercial no varió significativamente entre 1990 y 2001, según se muestra en el gráfico que sigue:

Gráfico 31

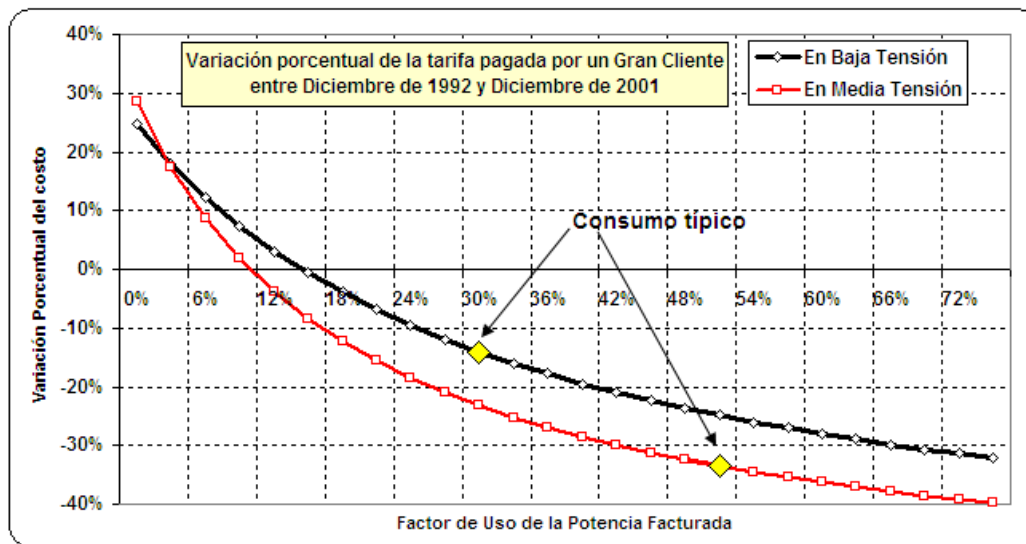


Fuente: Elaboración propia en base a cuadros tarifarios de SEGBA y de EDELAP

Sólo para consumos superiores a 2000 kWh por mes (muy por encima del consumo típico de este uso) puede afirmarse que la tarifa media disminuyó.

- Uso alumbrado público: el precio cayó un 19% entre 1992 y 2001, de 77 a 62 \$/MWh.
- Grandes Demandas: Simplificadamente puede decirse que los cargos variables de este uso se componen de *pass through* (que disminuyó) y los cargos fijos (por potencia) se componen de VAD (que aumentó según la inflación de EEUU), por lo que la variación final de la tarifa dependió de la combinación de ambos componentes, lo que a su vez depende de la precisión del usuario para contratar potencia y del factor de uso de la misma.¹⁰¹ Las variaciones porcentuales se exponen en el siguiente gráfico.

Gráfico 32



A efectos de analizar en forma resumida el segundo punto (evolución posterior de la tarifa, comparada con el resto de las provincias) se tabularon los cuadros tarifarios para cada provincia de Argentina vigentes a diciembre de 2001, 2006 y 2010, para distintos usos. Luego se elaboraron tablas comparando dichos importes y agrupándolos por tipo de concesión (estatal o privada). Adicionalmente se estableció para cada caso un ranking que ordena los importes en orden decreciente. Se analizaron dos consumos típicos residenciales (280 y 560 kWh por mes), un consumo comercial típico (800 kWh por mes) y un consumo típico para un gran cliente en baja tensión. Los resultados de estos análisis se muestran en las cuatro tablas a continuación.

¹⁰¹ Un gran cliente que haya contratado potencia en defecto o en exceso de la realmente necesaria sufre penalizaciones. Un cliente con un uso intensivo de la potencia habrá visto una disminución de su costo, mientras que aquellos usuarios con picos de consumo durante el día habrán visto un incremento de importes, obligados a contratar una cierta potencia para usarla sólo esporádicamente durante el día.

TABLA 3

Facturación mensual en pesos con impuestos de un cliente residencial que consume 280 kwh mes

Jurisdicción	Tipo de Concesión	Diciembre 2001		Diciembre 2006			Diciembre 2010			2010% vs 2001
		Importe \$	rank #	Importe \$	rank #	vs 2001	Importe \$	rank #	vs 2006	
GBA	privada	\$ 23	24	\$ 29	24	23%	\$ 29	24	0%	23%
Buenos Aires	privada	\$ 52	6	\$ 59	6	14%	\$ 102	7	74%	98%
La Rioja	privada	\$ 31	20	\$ 44	17	39%	\$ 77	13	76%	143%
San Luis	privada	\$ 38	13	\$ 48	14	25%	\$ 59	21	23%	53%
Salta	privada	\$ 33	17	\$ 51	12	54%	\$ 72	16	43%	120%
Tucuman	privada	\$ 41	11	\$ 44	16	8%	\$ 85	12	93%	109%
Mendoza	privada	\$ 32	18	\$ 42	20	29%	\$ 52	22	26%	62%
Chaco	estatal	\$ 48	8	\$ 56	8	17%	\$ 93	9	64%	92%
Chubut	estatal	\$ 25	23	\$ 38	21	51%	\$ 66	19	76%	165%
Cordoba	estatal	\$ 61	2	\$ 72	1	18%	\$ 134	1	85%	118%
Corrientes	estatal	\$ 52	5	\$ 52	10	0%	\$ 75	14	43%	43%
Jujuy	privada	\$ 36	15	\$ 51	11	43%	\$ 97	8	89%	171%
Formosa	privada	\$ 40	12	\$ 48	13	20%	\$ 74	15	54%	86%
Sgo Estero	privada	\$ 30	21	\$ 35	22	14%	\$ 41	23	20%	37%
T Fuego	estatal	\$ 43	10	\$ 47	15	10%	\$ 114	3	141%	166%
Neuquen	estatal	\$ 36	14	\$ 58	7	62%	\$ 124	2	115%	249%
San Juan	privada	\$ 32	19	\$ 42	18	32%	\$ 72	17	69%	123%
Río Negro	privada	\$ 35	16	\$ 42	19	21%	\$ 68	18	62%	95%
Santa Cruz	estatal	\$ 63	1	\$ 63	2	0%	\$ 111	5	76%	76%
Lapampa	estatal	\$ 48	7	\$ 52	9	8%	\$ 112	4	113%	130%
Misiones	estatal	\$ 53	4	\$ 61	3	15%	\$ 86	11	41%	62%
Santafe	estatal	\$ 61	3	\$ 61	4	0%	\$ 110	6	80%	80%
Catamarca	estatal	\$ 27	22	\$ 34	23	24%	\$ 59	20	76%	117%
Entre Ríos	estatal	\$ 44	9	\$ 59	5	35%	\$ 92	10	56%	110%
Promedio país	Total	\$ 41		\$ 49		21%	\$ 83		69%	103%
	estatal	\$ 47		\$ 55		16%	\$ 98		80%	109%
	privada	\$ 35		\$ 44		26%	\$ 69		55%	95%

Dispersión	σ	\$ 12	= y CV	\$ 11	inflacion	184%	= y CV	\$ 26	Inflación:	348%
Coef. Variabilidad	CV	28%		21%	dólar	206%		32%	Dólar:	298%

TABLA 4

Facturación mensual en pesos con impuestos de un cliente residencial que consume 560 kwh mes

Jurisdicción	Tipo de Concesión	Diciembre 2001		Diciembre 2006			Diciembre 2010			2010% vs 2001
		Importe \$	rank #	Importe \$	rank #	vs 2001	Importe \$	rank #	vs 2006	
GBA	privada	\$ 34	24	\$ 46	24	33%	\$ 96	24	110%	180%
Buenos Aires	privada	\$ 102	7	\$ 116	7	14%	\$ 257	3	121%	153%
La Rioja	privada	\$ 56	16	\$ 89	12	60%	\$ 152	15	71%	173%
San Luis	privada	\$ 67	12	\$ 86	14	28%	\$ 132	20	54%	97%
Salta	privada	\$ 52	20	\$ 83	16	58%	\$ 149	17	80%	185%
Tucuman	privada	\$ 79	11	\$ 86	15	8%	\$ 202	9	135%	155%
Mendoza	privada	\$ 51	22	\$ 73	21	42%	\$ 138	19	90%	170%
Chaco	estatal	\$ 99	8	\$ 116	8	17%	\$ 183	13	57%	84%
Chubut	estatal	\$ 56	17	\$ 74	19	34%	\$ 127	22	72%	129%
Cordoba	estatal	\$ 116	5	\$ 134	4	15%	\$ 309	1	131%	166%
Corrientes	estatal	\$ 98	9	\$ 105	9	8%	\$ 186	12	77%	91%
Jujuy	privada	\$ 65	13	\$ 93	10	43%	\$ 206	8	123%	217%
Formosa	privada	\$ 62	14	\$ 80	17	28%	\$ 160	14	101%	157%
Sgo Estero	privada	\$ 52	21	\$ 60	22	17%	\$ 128	21	112%	148%
T Fuego	estatal	\$ 82	10	\$ 92	11	13%	\$ 213	7	130%	161%
Neuquen	estatal	\$ 53	19	\$ 88	13	67%	\$ 194	10	119%	267%
San Juan	privada	\$ 53	18	\$ 73	20	37%	\$ 150	16	105%	181%
Río Negro	privada	\$ 62	15	\$ 77	18	24%	\$ 142	18	84%	130%
Santa Cruz	estatal	\$ 121	4	\$ 121	6	0%	\$ 223	6	84%	84%
Lapampa	estatal	\$ 125	2	\$ 136	3	8%	\$ 259	2	91%	107%
Misiones	estatal	\$ 122	3	\$ 144	1	18%	\$ 189	11	31%	55%
Santafe	estatal	\$ 132	1	\$ 129	5	-2%	\$ 233	5	81%	77%
Catamarca	estatal	\$ 47	23	\$ 60	23	27%	\$ 124	23	107%	162%
Entre Ríos	estatal	\$ 108	6	\$ 141	2	31%	\$ 249	4	77%	131%
Promedio país	Total	\$ 79		\$ 96		22%	\$ 183		91%	132%
	estatal	\$ 97		\$ 112		16%	\$ 207		86%	115%
	privada	\$ 61		\$ 80		31%	\$ 159		99%	160%

Dispersión	σ	\$ 30	= y CV	\$ 28	inflacion	184%	= y CV	\$ 53	Inflación:	348%
Coef. Variabilidad	CV	38%		29%	dólar	206%		29%	Dólar:	298%

TABLA 5

Facturación mensual en pesos con impuestos de un cliente comercial que consume 800 kwh mes

Jurisdicción	Tipo de Concesión	Diciembre 2001		Diciembre 2006			Diciembre 2010			2010% vs 2001
		Importe \$	rank #	Importe \$	rank #	vs 2001	Importe \$	rank #	vs 2006	
GBA	privada	\$ 114	15	\$ 203	8	78%	\$ 256	15	26%	124%
Buenos Aires	privada	\$ 131	10	\$ 244	3	86%	\$ 467	3	92%	256%
La Rioja	privada	\$ 73	23	\$ 146	21	101%	\$ 239	18	64%	229%
San Luis	privada	\$ 101	17	\$ 172	17	70%	\$ 210	21	22%	108%
Salta	privada	\$ 81	21	\$ 174	16	115%	\$ 245	17	41%	203%
Tucuman	privada	\$ 122	13	\$ 222	6	82%	\$ 362	9	63%	197%
Mendoza	privada	\$ 98	18	\$ 165	18	68%	\$ 250	16	51%	154%
Chaco	estatal	\$ 158	6	\$ 185	13	17%	\$ 320	11	73%	102%
Chubut	estatal	\$ 130	12	\$ 185	12	43%	\$ 286	14	54%	120%
Cordoba	estatal	\$ 164	4	\$ 251	2	53%	\$ 558	1	123%	241%
Corrientes	estatal	\$ 183	2	\$ 183	15	0%	\$ 239	19	31%	31%
Jujuy	privada	\$ 78	22	\$ 151	19	93%	\$ 291	13	92%	272%
Formosa	privada	\$ 134	9	\$ 186	11	39%	\$ 227	20	22%	69%
Sgo Estero	privada	\$ 146	7	\$ 200	10	37%	\$ 390	6	96%	167%
T Fuego	estatal	\$ 118	14	\$ 139	23	18%	\$ 369	7	165%	213%
Neuquen	estatal	\$ 112	16	\$ 227	5	102%	\$ 428	4	88%	281%
San Juan	privada	\$ 72	24	\$ 135	24	88%	\$ 208	22	54%	188%
Rio Negro	privada	\$ 95	19	\$ 151	20	59%	\$ 174	24	15%	83%
Santa Cruz	estatal	\$ 215	1	\$ 215	7	0%	\$ 363	8	69%	69%
Lapampa	estatal	\$ 135	8	\$ 184	14	36%	\$ 327	10	78%	142%
Misiones	estatal	\$ 131	11	\$ 200	9	53%	\$ 294	12	47%	125%
Santafe	estatal	\$ 181	3	\$ 240	4	33%	\$ 486	2	102%	168%
Catamarca	estatal	\$ 87	20	\$ 143	22	64%	\$ 199	23	39%	128%
Entre Ríos	estatal	\$ 161	5	\$ 266	1	65%	\$ 421	5	58%	162%
Promedio país	Total	\$ 126		\$ 190		51%	\$ 317		67%	152%
	estatal	\$ 148		\$ 202		36%	\$ 357		77%	142%
	privada	\$ 104		\$ 179		73%	\$ 277		54%	166%

Dispersión	σ	\$ 38	= y CV		\$ 102	Inflación: 348%
			\$ 38	Inflacion 184%		
Coef. Variabilidad	CV	30%	= y CV		\$ 32%	Dólar: 298%
			20%	dólar 206%		

TABLA 6

Facturación mensual en pesos sin impuestos para un gran cliente en Baja Tensión con una potencia contratada de 50kW y un factor de uso del 20%

Jurisdicción	Tipo de Concesión	Diciembre 2001		Diciembre 2006			Diciembre 2010			2010% vs 2001
		Importe \$	rank #	Importe \$	rank #	vs 2001	Importe \$	rank #	vs 2006	
GBA	privada	\$ 928	15	\$ 1.566	16	69%	\$ 1.925	21	23%	107%
Buenos Aires	privada	\$ 888	17	\$ 1.591	15	79%	\$ 3.484	6	119%	292%
La Rioja	privada	\$ 1.139	10	\$ 1.705	10	50%	\$ 2.540	16	49%	123%
San Luis	privada	\$ 1.239	8	\$ 1.949	7	57%	\$ 2.409	19	24%	94%
Salta	privada	\$ 2.510	1	\$ 2.233	3	-11%	\$ 3.157	8	41%	26%
Tucuman	privada	\$ 877	19	\$ 1.812	9	107%	\$ 3.417	7	89%	290%
Mendoza	privada	\$ 1.020	12	\$ 1.644	13	61%	\$ 3.543	4	116%	247%
Chaco	estatal	\$ 719	22	\$ 992	22	38%	\$ 1.551	22	56%	116%
Chubut	estatal	\$ 1.007	13	\$ 1.247	20	24%	\$ 2.027	20	63%	101%
Cordoba	estatal	\$ 883	18	\$ 1.647	12	87%	\$ 2.778	12	69%	215%
Corrientes	estatal	\$ 998	14	\$ 1.357	18	36%	\$ 1.398	23	3%	40%
Jujuy	privada	\$ 1.260	6	\$ 2.103	6	67%	\$ 2.517	17	20%	100%
Formosa	privada	\$ 1.740	5	\$ 2.264	2	30%	\$ 2.979	11	32%	71%
Sgo Estero	privada	\$ 1.173	9	\$ 1.602	14	37%	\$ 3.138	9	96%	168%
T Fuego	estatal	\$ 1.777	2	\$ 2.125	5	20%	\$ 5.838	1	175%	229%
Neuquen	estatal	\$ 1.776	3	\$ 2.980	1	68%	\$ 5.747	2	93%	224%
San Juan	privada	\$ 867	20	\$ 1.413	17	63%	\$ 2.428	18	72%	180%
Rio Negro	privada	\$ 1.240	7	\$ 1.833	8	48%	\$ 2.731	14	49%	120%
Santa Cruz	estatal	\$ 716	23	\$ 891	24	24%	\$ 1.335	24	50%	86%
Lapampa	estatal	\$ 569	24	\$ 1.107	21	95%	\$ 2.732	13	147%	380%
Misiones	estatal	\$ 734	21	\$ 1.276	19	74%	\$ 2.552	15	100%	247%
Santafe	estatal	\$ 916	16	\$ 916	23	0%	\$ 3.514	5	283%	283%
Catamarca	estatal	\$ 1.745	4	\$ 2.193	4	26%	\$ 4.185	3	91%	140%
Entre Ríos	estatal	\$ 1.048	11	\$ 1.653	11	58%	\$ 3.107	10	88%	197%
Promedio país	Total	\$ 1.157		\$ 1.671		44%	\$ 2.960		77%	156%
	estatal	\$ 1.074		\$ 1.532		43%	\$ 3.064		100%	185%
	privada	\$ 1.240		\$ 1.810		46%	\$ 2.855		58%	130%

Dispersión	σ	\$ 453	= y CV		\$ 1.124	Inflación: 348%
			\$ 496	Inflacion 184%		
Coef. Variabilidad	CV	39%	= y CV		\$ 38%	Dólar: 298%
			30%	dólar 206%		

E.4.) EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACION DE OTROS ACTORES

En este último apartado se deja de lado el enfoque cuantitativo para exponer en forma sucinta la manera en que influyeron en los resultados del MEM las acciones llevadas a cabo por usuarios, el sindicato de Luz y Fuerza y los organismos reguladores y administrativos.

E.4.i) Los usuarios:

Si bien la influencia de los usuarios registra sus orígenes en la década del 30¹⁰², su participación ha crecido exponencialmente durante los últimos 20 años, particularmente desde la sanción de la Ley de Defensa del Consumidor en 1993 con sus modificaciones de 2008¹⁰³. Los Balances de Publicación de las Distribuidoras del GBA hacen mención a acciones específicas de los consumidores:

- EDENOR, 2009: Menciona demanda de “CONSUMIDORES LIBRES” contra el Estado y las distribuidoras reclamando la nulidad e inconstitucionalidad de los aumentos de 2008, de la extensión del período de transición del Acta Acuerdo y exigiendo la venta de las empresas, por haber finalizado el primer período de gestión del Contrato de Concesión.
- EDENOR, 2010: Demanda de “UNION DE USUARIOS Y CONSUMIDORES” reclamando contra la retroactividad de los incrementos de tarifas otorgados y la devolución de los importes facturados de tal manera.
- EDENOR, 2010: Demanda de “CONSUMIDORES FINANCIEROS” reclamando la aplicación de menores tasas de interés, así como algunos temas de gran especificidad que demuestran el profundo conocimiento de la regulación por parte de estas asociaciones.

Las empresas y el Estado también han intentado receptar esta mayor injerencia de los consumidores, a través de la realización frecuente de encuestas de satisfacción del cliente, en general realizadas por un tercero y la implementación de tarifas sociales para usuarios de menor condición económica y con uso intensivo de electricidad (por falta de acceso a otros servicios esenciales tales como el gas).

E.4.ii) El Sindicato de Luz y Fuerza (LYF)

En las secciones anteriores se mencionó tangencialmente la influencia del Sindicato referido, a través de la obtención de incrementos salariales por sobre el promedio del país y

¹⁰² Genta (obra citada, página 64) menciona la creación en 1993 de una Junta de Sociedades de Fomento y Centros Comerciales e Industriales pro rebaja de tarifas eléctricas, aprobando un documento denunciando irregularidades de la CHADE. La primera reacción de esa empresa fue querellar por injurias a los firmantes del escrito.

¹⁰³ Ley 24240/93, modificada por ley 26.361/08, contiene disposiciones que establecen condiciones más exigentes que las de los contratos de Concesión y regulación específica, tales como la presunción de errores de facturación, la tasa de interés por mora máxima aplicable, fechas de vencimiento, multas por facturación errónea, mayor poder sancionatorio a municipios y provincias, etc. Adicionalmente permite a las asociaciones de usuarios accionar en forma conjunta y gratuita.

el incremento en la cantidad de empleados de las distribuidoras a partir de 2005. Más cerca en el tiempo, es sabido en el sector que LYF tuvo un papel preponderante en la obtención del último incremento de VAD en Julio de 2008, y que de hecho la mayor parte del mismo se destinó a financiar incrementos de sueldos de ese año y del siguiente¹⁰⁴. Por último, la acción de LYF en los últimos dos años se focalizó en traspasar contratistas del sector eléctrico a LYF (por ejemplo de trabajadores de obras civiles, *call center*, etc., en detrimento de sindicatos como UOCRA y Comercio) o en algunos casos reemplazarlos a través de la incorporación de personal propio (de mayor costo).

E.4.iii) Instituciones del MEM

Ya en 1993 Bastos y Abdala¹⁰⁵ avizoraban que el éxito del nuevo esquema del MEM dependería significativamente de la efectiva autonomía política y financiera del regulador. La evolución de la postura y actuación del ENRE puede seguirse a partir de sus informes anuales de gestión y en algunas notas de los balances de publicación de las Distribuidoras:

- Entre 2002 y 2004 el ENRE reseña los logros de las privatizaciones y justifica a las distribuidoras que “han gestionado sus costos con los recursos de caja disponibles, y realizando recortes y diferimiento de gastos, dada la imposibilidad de acceder... al financiamiento”. Respecto a la tasa de fiscalización que constituye su fuente de ingresos, menciona “las prácticas del Tesoro Nacional de apropiarse de los recursos aportados por las empresas reguladas para darles un destino diferente al previsto en la Ley N° 24.065”. También alerta sobre la falta de inversiones en Generación y en Distribución, y también “considera necesario...que le sean restituidas sus atribuciones regulatorias, que le fueron suspendidas con la creación de la....(UNIREN)... para poder proseguir con la...(RTI)”
- En 2007 evita mencionar cualquier tipo de faltantes de energía y se refiere a la adopción de “medidas a fin de acompañar este proceso...” de crecimiento.
- A partir de 2008 menciona que “el delicado estado de situación económico-financiera que presentaron algunas empresas...con posterioridad a la crisis de fines de 2001, reveló la necesidad de efectuar un control más efectivo sobre el desempeño de las concesionarias en esta materia, y la conveniencia de analizar y controlar en forma preventiva y simultánea la gestión económico-financiera...a tal fin se crea el Área de Auditoría Económico Financiera”.
- En 2009, en un hecho que adquirió relevancia en los medios, impidió temporalmente que EDESUR distribuya dividendos por 65 millones, basado en supuestos incumplimientos del

¹⁰⁴ Este esquema no se repitió en los años sucesivos, posiblemente por ser desventajoso para ambas partes, ya que las empresas delegan la negociación de tarifas y LYF sufre un costo político por gestionar mejoras tarifarias.

¹⁰⁵ Obra citada, página 369.

Acta Acuerdo, autorizando finalmente la distribución por 48 millones. También a principios de ese año interpuso una denuncia penal contra EDELAP por transacciones financieras que supuestamente intentaban desviar fondos a empresas relacionadas, la cual fue desestimada por la Fiscalía interviniente en Septiembre de 2010.

- En el mismo año, y luego de los problemas causados por la apertura del precio estacional para clientes residenciales con consumo bimestral superior a 1000 kWh, el ENRE "...exigió una conexión punto a punto en forma remota y en tiempo real a las bases de datos de la Compañía; se demandó control diario de la facturación de los clientes de la Tarifa 1 Residencial que no se encuentren eximidos de los aumentos tarifarios y registren consumos superiores a 1000 kWh bimestrales..."¹⁰⁶

Respecto a CAMMESA, la sociedad anónima integrada por todos los agentes del MEM, funcionó durante la década del 90 bajo un perfil netamente técnico, transparente y de alta calidad. Durante los últimos años el Estado asumió una mayor participación en esta entidad, a través de una regulación del despacho menos económica¹⁰⁷, la ya mencionada inyección de aportes para cubrir el faltante del Fondo de Estabilización y alguna disminución en la cantidad y calidad de la información de gestión. Son ejemplos de esto la discontinuación de la publicación del saldo del Fondo de Estabilización y de indicadores tales como la eficiencia en el consumo de combustibles, en ambos casos desde 2006.¹⁰⁸

F) CONCLUSIONES

En esta sección se incluye en primer lugar una síntesis de la situación actual del MEM para luego exponer las principales conclusiones del trabajo realizado (verificando el cumplimiento de cada objetivo planteado) y por último llevar a cabo una evaluación final.

F.1.) Síntesis del estado actual: A lo largo de este trabajo se ha intentado analizar al mercado de la energía eléctrica considerándolo como a cualquier otro mercado (una institución teórica donde interactúan la oferta y la demanda de un producto) pero reconociendo la importancia esencial del bien en cuestión en el desarrollo económico, social y tecnológico de un país. Se propuso entonces observar cómo significativas distorsiones artificiales introducidas en el precio de dicho producto han impactado en el funcionamiento

¹⁰⁶ EDESUR, balance de Publicación 2009.

¹⁰⁷ Por ejemplo, manteniendo los embalses en sus cotas máximas como reserva y despachando máquinas más caras.

¹⁰⁸ El tamaño de los informes anuales de Cammesa se redujo a una tercera parte desde ese año.

del mercado donde el mismo se comercializa, analizando el caso concreto de la historia del MEM argentino, la cual abarca un período de casi 130 años.

Dicha historia, si bien relativamente reciente, no ha estado exenta de los distintos virajes políticos y económicos producidos en la Argentina en ese lapso, habiéndose registrado, durante los distintos períodos analizados, sucesivas alternancias en el predominio de participación privada y estatal. Este trabajo se concentró principalmente en los dos subperíodos posteriores a 1990, año en el que se produce la génesis de la fisonomía actual del MEM en lo que se refiere a su desintegración vertical y horizontal y a la aparición de nuevas instituciones regulatorias y administrativas; es cierto que el MEM así creado poseía otras características distintivas, pero todas ellas fueron subvertidas por las políticas aplicadas con posterioridad a la caída del régimen de Convertibilidad a principios de 2002, verificándose a partir de dicho momento una creciente intervención estatal que ha desembocado en una situación presente cuyas principales características son las siguientes:

- Un precio mayorista de la electricidad que no refleja el costo marginal de producir el último kilowatio hora y que no sólo presenta un tope máximo sino que asume la inexacta premisa de que todo el parque generador térmico está despachado con el combustible más económico: el gas natural, fluido que en realidad presenta escasez en los meses invernales.
- Un consecuente desaliento a las inversiones en nuevas centrales de Generación, el cual ha sido compensado por la intervención del Estado como actor y como planificador, además de su rol de regulador.
- Un uso marcadamente ineficiente de los insumos de producción que ha derivado, junto con un aumento en el precio internacional del petróleo y otros combustibles, en un encarecimiento del precio *spot* en dólares, con lo cual cualquier intento por retornar a la situación anterior a 2002 redundaría en tarifas superiores medidas en esa moneda.
- Ingentes y crecientes recursos del Estado destinados a mantener este esquema sin trasladar los mayores costos de producción al usuario final.
- Una utilización de este mecanismo de subsidios a los clientes en forma incorrecta, no sólo por su carácter global y perdurable, sino también por el hecho de inyectar los mismos en un punto de la cadena de producción que deja fuera de su aplicación a los monopolios naturales de Transporte y Distribución de electricidad.
- Como consecuencia de esto último, un significativo deterioro en la situación económica y financiera de las empresas concesionarias de estas actividades, lo cual ha determinado que la mayoría de sus indicadores de gestión retrocedan a valores de la década anterior.

- Tarifas finales que se caracterizan por:
 - Ser establecidas y ajustadas según la coyuntura política de cada momento, no existiendo mecanismos automáticos a tal efecto.
 - Ser producto de acuerdos inicialmente transitorios, que fueron luego incumplidos.
 - No surgir de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que refleje los verdaderos costos del prestador, tanto a nivel total como por tipo de usuario.
 - Presentar una alta dispersión por provincia y tipo de concesión (privada o estatal).
- Un poder creciente del consumidor (que explica también en parte el punto anterior) y del sindicato del sector, contrastando con un debilitamiento de las instituciones específicas del MEM (CAMMESA y ENRE).

F.2.) Principales conclusiones: Los resultados expuestos en la sección E) son la base de las distintas conclusiones que se incluyen a continuación.

F.2.i) El primer objetivo de este trabajo consistía en comparar el funcionamiento del MEM desde su conformación en la década del 90 con el funcionamiento del mismo en la última década. De lo expuesto hasta aquí se observa que tanto el esquema implementado en 1990 como el vigente desde 2002 responden a distintas ideologías, la primera de ellas más cercana al liberalismo y la segunda más afín con un enfoque intervencionista; ambas políticas a su debido tiempo también se plasmaron en otros sectores o industrias del país. En el caso particular del MEM, corresponde destacar la evolución producida en los siguientes siete aspectos relativos a su funcionamiento:

1. El sistema de fijación de precio spot basado en el CMGCP de los generadores y que brindaba claras señales a oferentes y demandantes fue rápidamente dejado de lado en 2003, fijándose un precio máximo, el cual era igual al CVP de generar con gas (el combustible más barato) pero hasta un máximo de 120 pesos. El mayor costo de aquellas máquinas que superasen el máximo se pagaba con una subcuenta específica del FE. Además de romperse de esta manera el mecanismo de costos marginales, se adoptaron otras medidas que salieron del esquema del despacho a costo mínimo, como por ejemplo priorizar la generación térmica sobre la hidráulica, mantener despachado todo el parque térmico y pagar costos más caros por combustibles alternativos menos eficientes.
2. Lo mismo puede decirse del traslado del precio spot al precio estacional. Este último, en la concepción original del MEM, consistía simplemente en una amortiguación trimestral del precio pagado por el usuario final. En el esquema hoy vigente, ambos precios fueron

disociados (gráfico 8), cubriéndose la diferencia a través de subsidios, pero dejando fuera de su alcance a las actividades de Transporte y Distribución.

3. La planificación indicativa de la década del 90, en virtud de la cual los propios inversores privados decidían las inversiones en nueva generación basados en las perspectivas de la demanda y de los precios, fue dejada de lado ante la distorsión producida en la señal de precio. Nuevamente se subsanó este inconveniente a través de la intervención estatal, mediante la creación de ENARSA y principalmente con la conversión de créditos de las Generadoras contra Cammesa por márgenes impagos en participaciones forzadas en Ciclos Combinados a construir. Esta operación sobre la oferta fue complementada con intentos de reducir la demanda, tales como el programa PRONUREE, la aplicación de horarios de verano y el servicio de Energía Plus. Todas estas iniciativas constituyeron alivios parciales cuya aplicación se definió según la coyuntura de cada momento.

4. En cuanto a la actividad de Distribución, no hubo modificaciones en cuanto a su concesión, su carácter monopólico ni sus obligaciones de suministro. También se mantuvo el esquema de una tarifa compuesta por pass through y VAD, pero reemplazando su ajuste periódico y automático por modificaciones específicas de tarifas según la voluntad política de cada momento, incumpliendo incluso acuerdos que habían cerrado la renegociación de contratos y que establecían mecanismos de ajuste del VAD (el IVC). Hubo una única característica distintiva del segmento de Distribución que fue claramente modificada por los acuerdos mencionados: la noción de la regulación indirecta. Esta se apoyaba en la premisa de no inmiscuirse en la gestión del concesionario (gastos, rentabilidad, etc.) ni exigirle al mismo un cierto monto de inversiones, sino que este realice las que considere necesarias – además de las mandatarias para atender el incremento de la demanda- para alcanzar un cierto nivel de calidad de servicio compatible con un cierto pago de penalidades¹⁰⁹ y financiadas con los fondos provistos por una tarifa suficiente. Esto se resumía bajo la máxima “la tarifa es el precio de la calidad”. Esta regulación indirecta se vuelve más directa e intensiva en primer lugar con las Actas Acuerdo de 2005, que exigen planes anuales de inversión mínimos. Se acentuó en 2008 cuando el ENRE comenzó a realizar las anteriormente mencionadas auditorías económicas y financieras (ex ante y simultáneas) sobre las Distribuidoras, llegando incluso en 2009 a impedir una distribución de dividendos.

¹⁰⁹ En teoría, la empresa se ubicará en aquella calidad de servicio en el que la suma del costo de las inversiones necesarias para alcanzarla y las penalidades pagadas por ese nivel de calidad alcancen un mínimo. Dicho de otra manera, la concesionaria invertirá un peso adicional solamente si ello le permite reducir el valor presente de las penalidades pagadas en al menos ese monto (el Valor Presente Neto de la inversión es positivo).

5. Como se comentó oportunamente, el segmento de Transporte atravesó una situación similar a la de las Distribuidoras. El cambio más significativo en esta actividad fue un nuevo impulso a las obras de transporte de electricidad que, si bien utilizó un mecanismo creado en 1999 bajo el anterior esquema, permitió descomprimir el cuello de botella creado por el complejo esquema inicial de erogación y financiación de obras.

6. En lo referido a tarifas finales y a la manera en que funciona su determinación puede decirse en primer lugar, que se pasó de un esquema de tarifas eficientes y equitativas en el que predominaban los bloques decrecientes¹¹⁰ a un mecanismo más orientado hacia la capacidad contributiva del cliente. La premisa inicial de este esquema fue que un usuario que tiene un alto consumo puede afrontar un mayor costo medio; bajo este supuesto se establecieron precios estacionales distintos según el uso y banda de consumo y también el programa PUREE, el cual rompió con la premisa de igual monto facturado para igual uso y consumo, ya que el castigo facturado es función también de consumos de años anteriores. La premisa inicial fue modificada para incluir en la ecuación a los clientes electrodependientes. En segundo lugar, la tarifa actual contiene subsidios directos (ya que no refleja el verdadero costo del servicio) y cruzados (ya que el consumo residencial menor a 1000 kWh por bimestre está subsidiado por todos los demás clientes).

7. Finalmente, el funcionamiento del MEM fue también influido en ambos subperíodos por el contexto social, caracterizado por:

- La discusión acerca del nivel de intervención que debe tener el Estado en la economía, que se manifestó en el MEM a través de un incremento en la injerencia no sólo como regulador sino también en la participación como agente (a través de ENARSA), si bien es cierto que no se han producido estatizaciones masivas¹¹¹ y se ha mantenido la desintegración vertical y horizontal de la industria.
- Un grupo de instituciones específicas del MEM (Cammesa, ENRE) cuyo rol creció en una primera etapa pero hoy se ha desdibujado.
- Un poder creciente de los usuarios, que si bien existió en la década del 90, se acentuó a partir de 2001 (protestas sociales, florecimiento de ONG, etc.) y que en más de una ocasión logró revertir decisiones tomadas en materia de tarifas, principalmente mediante protestas reflejadas por los medios de comunicación o, más formalmente, acciones de amparo y otras presentaciones judiciales.

¹¹⁰ De hecho, este era el esquema vigente en las Distribuidoras del GBA y de otras provincias: Catamarca, Formosa, Jujuy, Río Negro, Salta, San Luis, San Juan, Santiago del Estero (todas ellas privadas) y Neuquén. Ver CONT, página 6.

¹¹¹ Hubo casos puntuales como las distribuidoras de Catamarca y Entre Ríos, decididos por los gobiernos provinciales

- Un poder sindical que disminuyó en la primera década, permitiendo retiros voluntarios masivos de personal, convenios colectivos que incorporaban la multiplicidad de tareas y modalidades laborales flexibles establecidas por las leyes de esa época, pero que resurgió progresivamente a partir de 2005.
- Aumento en los niveles de indigencia, que obligaron a buscar soluciones de suministro para villas de emergencia, asentamientos y usurpaciones de propiedades.

F.2.ii) El segundo objetivo de este trabajo consistía en comparar para ambos esquemas de funcionamiento los resultados operativos, económicos, financieros y tarifarios obtenidos por el MEM y sus actores, con especial foco en las Distribuidoras. Corresponde incluir aquí las conclusiones basadas en dichos resultados, los cuales fueron expuestos en el apartado E. Se respeta a tal fin el agrupamiento en siete aspectos de la sección anterior.

1. Las consecuencias de los esquemas de fijación de precios spot vigentes en cada subperíodo y las señales otorgados por los mismos se observaron en varios gráficos de la sección de resultados. Hasta 2001, un precio determinado por la interacción de la oferta y la demanda permitió el ingreso de nuevos generadores (gráfico 3) que incrementaron la potencia instalada a una tasa promedio del 6% anual que superó al crecimiento de la demanda (gráfico 4), así como rehabilitar el equipamiento existente reduciendo a la mitad la indisponibilidad térmica (gráfico 5) y duplicando la reserva efectiva (gráfico 6). Esto se produjo a pesar de la continua reducción del precio *spot* (gráfico 7) y fue el resultado de jugadores privados compitiendo por introducir equipos de menor costo de generación o de mayor eficiencia (gráfico 9) cuya inversión inicial se recuperaría a través del desplazamiento fuera del despacho de máquinas de mayor costo. Es importante destacar que al ser la electricidad parte del costo de todos los productos, esto permitió mejorar la competitividad general de la economía. La salida de este esquema produjo quiebres en todas estas variables que sólo pudieron ser parcialmente corregidos luego de algunos años a través de la intervención estatal con nuevas regulaciones, tales como la construcción de Ciclos Combinados con acreencias de los generadores (gráficos 4 y 6), las trabas para llevar a cabo mantenimientos preventivos de equipamiento (gráfico 5) y el plan de Energía Plus (gráfico 3). Estas medidas, muchas de las cuales fueron pensadas con carácter transitorio¹¹² y para suplir deficiencias que se consideraban de corto plazo, redundaron en un precio *spot* actual que, medido en dólares, supera al vigente a fines de la Convertibilidad (gráfico 8).

¹¹² Varias resoluciones SE mencionadas y sancionadas en 2002 y 2003 indican expresamente su carácter transitorio.

2. Los resultados de la disociación entre spot y el estacional consistieron en primer lugar en tener que destinar el Estado montos crecientes a subsidios a la energía, quitándole la señal de precio al usuario. En cuanto a los efectos de esta política sobre el crecimiento de la demanda (gráfico 11), los mismos no son concluyentes, debido a la dificultad para aislar esta única variable independiente (precio) del resto de las variables que influyen en la demanda¹¹³. Existen algunos indicios de un consumo por encima del promedio entre 2003 y 2007 (crecimiento medio anual de la demanda del 6%), pero que son llamativamente menores al crecimiento del PBI cuando en la década anterior sucedía lo contrario¹¹⁴. Tampoco puede apreciarse que efecto tuvo el plan PRONUREE, más allá de estimaciones basadas en la cantidad de luminarias entregadas, aunque no debiera ser significativo dada la baja participación del consumo de lámparas sobre el total del consumo de electricidad.¹¹⁵

3. Los resultados de una planificación indicativa y del esquema posterior se encuentran comprendidos en las conclusiones de los dos puntos anteriores. Baste agregar que al combinar los gráficos 3 y 4, resulta que la potencia instalada media por agente estable, que entre 1995 y 2001 promedió 400MW se redujo en 2010 a 168MW.¹¹⁶ Obviamente las plantas de menor tamaño son menos eficientes y tienen un mayor costo por MW instalado.

4. Los impactos sobre la actividad de Distribución fueron detallados en los gráficos 11 a 28. Corresponde aquí exponer algunas conclusiones sobre las comparaciones efectuadas.

a) Desde la privatización y hasta 2001 las Distribuidoras trabajaron en mejorar su performance económica, partiendo de un EBITDA inicialmente negativo de \$4/MWh y llevándolo en 3 años a \$16/MWh, para luego estabilizarse en alrededor de \$20/MWh (gráfico 16). Esa mejora de \$24/MWh fue conseguida por un lado mediante una mejora del Margen Bruto de \$26 a \$38 por MWh (gráfico 15) la cual fue producto de los esfuerzos de reducción de pérdidas (gráfico 12) y la reincorporación al sistema de grandes clientes que con la crisis eléctrica de 1989 habían pasado a alimentarse con grupos electrógenos y por otro lado mediante reducción de costos fijos -principalmente salarios- con la implementación de planes de retiro voluntarios (gráficos 13 y 18). Estas mejoras fueron en parte compensadas por dificultades para continuar mejorando la calidad de servicio y reducir penalidades

¹¹³ Por ejemplo: reducción de pérdidas e incorporación de clientes en las primeras etapas de las privatizaciones, apertura de la demanda por uso, temperatura media, crecimiento del PBI, etc.

¹¹⁴ No debe perderse de vista que una subestimación de los índices oficiales de inflación genera una sobreestimación del PBI, siendo estos efectos que adquieren un carácter significativo a partir de 2007.

¹¹⁵ Como referencia, el consumo total en una hora de un aire acondicionado, una computadora, una heladera con freezer y un lavarropas equivale a 16 lámparas incandescentes de 100W. Un microondas consume el equivalente a 6,4 lámparas del mismo tipo. El ENRE en su página Web posee un listado de consumo de los principales artefactos eléctricos.

¹¹⁶ Una comparación más certera sería utilizar como denominador solamente la cantidad de agentes que son generadores. En ese caso, el ratio parte de 200MW en 1995, se estabiliza en alrededor de 140MW hacia 2001 y pasa a ser 82MW por agente en 2010. La potencia incorporada por generador en 2008, 2009 y 2010 fue de 74, 45 y 11MW respectivamente.

(gráfico 19) y también por haberse apropiado el Regulador, el fisco o el usuario de parte de esos ahorros, a través de intervenciones la mayoría de las cuales ya fueron comentadas¹¹⁷.

b) Los flujos de fondos generados por ese mayor EBITDA (gráfico 24) fueron destinados en primer lugar a inversiones, las que fueron de alrededor de \$270 millones por año, duplicando el promedio de SEGBA en el bienio 1990-1991 y estabilizándose en alrededor de \$10/MWh (gráficos 21 a 23). El segundo destino fueron los servicios de la deuda financiera (gráfico 25), la cual fue tomada por cada empresa en sus inicios para afrontar las inversiones en reducción de pérdidas y mejora de calidad de servicio y los planes de retiros voluntarios. La misma se tomó en general en moneda extranjera dado su menor costo – tasas por debajo del 10% anual- y permitía apalancar correctamente a las compañías, ya que hasta 1998 el ROE anual y acumulado superaba al ROA (gráficos 26 y 27). Las tomas de deuda de 2000 y 2001, en un contexto de tasas crecientes (superiores al ROE) y que incrementaron la carga financiera no siguen ese razonamiento, y parecieran tener como único fin aumentar el pago de dividendos, aún en un marco de incipiente recesión en donde todas las curvas relacionadas con la gestión estaban comenzando a aplanarse.

c) Respecto a este último tema, se presentaron en el gráfico 28 datos concretos sobre los dividendos girados por las compañías, los que representaron entre 1993 y 2001 un promedio anual del 5% sobre el Patrimonio Neto (PN). Si dicho patrimonio se hubiera invertido en un plazo fijo a 60 días el rendimiento medio anual habría alcanzado un 9.5%; de hecho el 5% es más cercano al rendimiento de una caja de ahorro durante ese lapso: 3,4% anual¹¹⁸. Aún dejando de lado los tres primeros años sin dividendos, el monto promedio pagado entre 1996 y 2001 fue del 7,3% del PN¹¹⁹. Finalmente, como el PN inicial coincidió con el monto pagado por las empresas y este es el denominador de los cálculos anteriores, es pertinente preguntarse si los oferentes sobrevaloraron el activo adquirido. Si bien no es sencillo responder esta pregunta, existen indicios que indican la inexistencia de tal sobreprecio, y que surgen de comparar el precio pagado por cliente por otras Distribuidoras.¹²⁰

d) Ahora bien, el prolongado retraso tarifario desde 2002 (gráfico 10), si bien persigue un beneficio para la sociedad, termina repercutiendo negativamente sobre la misma: la

¹¹⁷ Ver notas 84 y 85. Otros temas no desarrollados: Eliminación recargo 10% por pago de factura vencida, reducción tasa de interés por financiación, sobrecostos generación forzada, menor retroactividad facturaciones por hurto de energía, asunción de costos de implementación de factura discriminando subsidios, costos plan PRONUREE, etc.

¹¹⁸ Fuente: BCRA, encuesta de tasas mensuales. Extraído de ambitoweb.com.

¹¹⁹ Análogamente, aún considerando la remuneración del operador, el ratio del 7,7% mencionado en la nota 99 resulta inferior al rendimiento de una inversión más segura, como un plazo fijo.

¹²⁰ Por las Distribuidoras GBA se pagó en promedio \$526 por cliente. Analizando el capital inicial de otras distribuidoras y estimando el número aproximado de clientes al momento de la privatización se observa que: por las tres distribuidoras de la provincia de Buenos Aires se pagó entre 1100 y 1500 pesos por cliente; por EDESA (Salta): \$500; por EDESAL (San Luis): \$1200; por EDELAR (La Rioja): \$580 y por EDET (Tucumán): \$390. Fuente: balances publicación 2010.

elevación de los costos operativos (gráficos 17 a 20) motivó una profunda desinversión medida en dólares o en relación a los MWh vendidos (gráficos 21 y 22), que imposibilita afrontar una demanda en constante crecimiento (gráfico 11) y deteriora la calidad de servicio (gráfico 14). Cabe destacar que el deterioro de la red no es automático, sino que crece en forma progresiva ante la reducción de los mantenimientos preventivos y de las inversiones destinadas a mejorar la calidad de servicios, las que son desalentadas al suspender el pago de penalidades. La retención de fondos PUREE representó un importante alivio financiero, pero al constituir estos un pasivo repercuten negativamente en la situación económica y patrimonial de las empresas, además de constituir otra medida de carácter transitorio que se ha prolongado en el tiempo (gráfico 24 y tabla 2). Desde el punto de vista de la deuda financiera, tal como se vio en el gráfico 25, la crisis de 2002 aumentó el peso de la misma un 50%, pero luego de prolongadas negociaciones con los distintos acreedores, existió un margen para aprovechar oportunidades de cancelaciones o refinanciamientos en forma ventajosa: la participación actual sobre el Patrimonio es similar a la de 1999, pero el costo promedio es del 16%, un 75% superior. Los bajos valores posteriores a 2001 de los gráficos 26 a 28 sobre retorno del inversor son la consecuencia lógica de todo lo dicho hasta aquí.

5. Respecto a la actividad de Transporte, y tal como fue mencionado anteriormente, atravesó una situación similar a las distribuidoras, pero ha recibido un importante auxilio con la realización de obras de interconexión que aliviaron la situación de la Transmisión.

6. En lo referido a los resultados observados en las tarifas finales, los gráficos 29 a 32 permitieron observar el impacto producido en la década del 90, destacándose lo siguiente:

a. Aproximadamente el 55% de los clientes recibieron rebajas en el precio pagado¹²¹.

b. Esta rebaja se debió a la reducción del spot y no a una acción de las distribuidoras, que incluso aumentaron su VAD con la inflación de EEUU¹²². De hecho, las Distribuidoras se ven beneficiadas por el pasaje a tarifa de un menor costo, ya que la menor tarifa final reduce sus costos variables y el precio al que se valorizan sus pérdidas de energía.

c. Para el caso de los clientes residenciales, si no se hubiese producido una reducción del precio *spot*, el nuevo esquema tarifario hubiera beneficiado solamente a los clientes con consumo mensual superior a 350kWh –representan aproximadamente el 25% de los clientes residenciales- y en menor porcentaje.

d. El esquema aplicado no consideraba una tarifa social para algunos consumos.

¹²¹ Este número surge de considerar al 60-65% de los residenciales que vieron disminuida su factura ponderados por el peso del 85% en el total de clientes y sumarle un porcentaje algo superior al 1% que incluye a la mayoría de los grandes clientes y a una porción menor de los clientes comerciales.

¹²² El ajuste de VAD anual promedio fue de 1,9% (ponderaba la inflación minorista y mayorista semestral de EEUU).

La evolución posterior de la tarifa comparada con el resto de las provincias de Argentina fue expuesta en las tablas 3 a 6, pudiendo extraerse de las mismas una gran cantidad de conclusiones, de las cuales se desarrollan únicamente las siguientes:

- a. A pesar de lo antedicho, la tarifa residencial del GBA era en 2001 la más baja del país, lo cual en principio es lógico si se considera que es la zona más densamente poblada y por ende la de menor costo de Distribución. En cambio, las tarifas comerciales e industriales¹²³ aparecían en una posición intermedia.
- b. Es interesante observar que en general las empresas estatales cobraban en esa época una tarifa residencial más cara, ya sea para bajos o altos consumos. Para ambos casos, 9 de las 10 tarifas más caras correspondían a empresas estatales y de las 10 tarifas más baratas, 9 eran privadas¹²⁴. Similar era el panorama para las tarifas comerciales (7 de las 10 tarifas más caras correspondían a estatales), pero no existía una clara tendencia para los clientes industriales.
- c. Hacia 2006 se habían producido algunas recomposiciones parciales (siempre menores que la evolución de las variables macro), principalmente focalizadas en los clientes comerciales e industriales (aumentos entre 45% y 50%) mientras que se buscaba reducir el impacto sobre los residenciales, con aumentos del orden del 20%. En general las Distribuidoras de capital privado recibieron mayores aumentos (lo cual redujo la dispersión de las tarifas en 10 puntos porcentuales respecto a la media para todos los usos), en parte por ser sus tarifas menores de antemano y en parte por poder apelar las empresas estatales a otras variantes, tales como aportes de cada gobierno provincial. Se mantuvieron eso sí las mismas tendencias en cuanto a mayores tarifas estatales.
- d. Entre 2007 y 2010 se produjeron aumentos de mayor cuantía en todas las tarifas, pero que estuvieron fuertemente influidos por el aumento diferenciado del precio estacional a fines de 2008 que impactó en mayor medida en los consumos residenciales de más de 1000kWh bimestrales (aumento 90%). Como el precio estacional trasladado al usuario final era el mismo para todas las provincias, el impacto en términos relativos fue mayor en las empresas privadas (ver tabla 4).
- e. La situación a diciembre de 2010 muestra que GBA sigue teniendo la tarifa residencial más baja del país¹²⁵, pero mientras que en 2001 el costo para un cliente de

¹²³ Corresponde a la tarifa para grandes clientes. Se utiliza la denominación "industrial" para simplificar el análisis.

¹²⁴ La Distribuidora de Catamarca, si bien aparece como estatal, pertenecía a capitales privados en 2001.

¹²⁵ Contrasta notoriamente con que la provincia de Buenos Aires tenga una de las tarifas de luz más caras.

bajo consumo era un 44% inferior al promedio del país, en 2010 es un 67% más baja. En el caso de los altos consumos, dicha relación bajó de un 58% a un 49%, pero obviamente aumentó en valores absolutos¹²⁶. Respecto al resto de las tarifas, estas sufrieron mayores aumentos en promedio que el residencial (un 150%).

f. Finalmente, volviendo al caso del GBA, y en pos de separar estos aumentos de la porción que significó mayor ganancia para las Distribuidoras, debe recordarse que estas recibieron un incremento de VAD del 66% (gráfico 10) el cual trasladado a tarifa impacta aproximadamente en la mitad (ver gráfico 16 – el margen bruto es 50% sobre ventas), por lo que todo aumento que exceda del 33% correspondió a pass through.

7. Por último, algunos comentarios sobre los resultados producidos por la interrelación del sector privado, el público y el contexto social. Los cambios en el MEM introducidos en 1991 eran enteramente compatibles con el esquema general de la Convertibilidad pero tal vez, al igual que esta, contenían en su concepción la génesis misma de su futura declinación: este mecanismo transparente, eficiente, fluido y de ajuste automático que funcionó correctamente durante una década estaba demasiado identificado con una Convertibilidad que sería rápidamente asociada, una vez dejada de lado y disfrutadas sus ventajas, con la causa de los problemas sociales de fines de 2001: desempleo, pobreza y descreimiento de las distintas instituciones, incluyendo a las empresas (con especial énfasis en las privatizadas). El poder creciente de los usuarios y de los sindicatos fue receptado por el Estado y tenido en cuenta para cada una de sus decisiones en materia energética, asumiendo progresivamente (y amparado en una situación de emergencia económica que fue sucesivamente prorrogada) el triple papel de regulador, planificador y actor en el MEM. En el marco de dicho proceso reemplazó la legislación de fondo del sector por una gran cantidad de normativa complementaria, suplantó en parte de sus atribuciones al regulador establecido e intervino en el ente administrador¹²⁷, subvirtiendo en general el funcionamiento y ecuación económica de todos y cada uno de los agentes del MEM. Puede decirse que hoy el MEM es una institución operada (mayormente) por empresas privadas pero que actúa bajo la lógica de una empresa pública. Basta recordar que toda generadora cuyo CVP supere los 120 \$/MWh (hoy son la mayoría) vende su producto al costo y que además por sus acreencias por márgenes impagos se vieron obligadas a realizar inversiones en nuevas plantas, contra la promesa de una rentabilidad a largo plazo; por otro lado, las Distribuidoras del GBA (y

¹²⁶ En 2001 un consumo en GBA pagaba 47 pesos menos que en el resto del país, mientras que ahora paga \$91 menos.

¹²⁷ Este tema es profusamente tratado en dos de los distintos documentos elaborados por 8 Ex Secretarios de Energía, el de marzo de 2009 y el de fecha 16 de Marzo de 2011, ambos incluidos en la sección de bibliografía.

también TRANSENER) han visto reducirse sus márgenes hasta pasar a operar a pérdida en 2010. Adicionalmente, este esquema le permite al Estado intervenir en su gestión, mostrarse como defensor de los usuarios, lograr que las Distribuidoras preserven las fuentes de empleo de sus trabajadores y al mismo tiempo desentenderse de los problemas de gestión de las concesionarias, que son las que cargan con el “costo político” del deterioro de su imagen por sus problemas de calidad de servicio. En este contexto, una crítica que podría efectuarse a los actores del MEM en general y a las Distribuidoras en particular es no haber podido transmitir a la opinión pública los logros que el sistema exhibía a fines de los 90 *per se* (reducción del precio, mejora en la calidad de servicio, menor robo de energía, potencia instalada, reducción de gastos del Estado, pagos por impuestos, etc.) y en comparación con otras privatizaciones (por ejemplo, multas pagadas a los usuarios, un régimen mucho más favorable para el cliente respecto a otros servicios como la telefonía, etc.), ni tampoco las causas de los problemas actuales: hoy en día buena parte del público cree erróneamente que los subsidios son para las Distribuidoras, o razonan que si han podido subsistir todos estos años con tarifas bajas, evidentemente las vigentes anteriormente eran muy elevadas, y por ende les permitieron repartir sustanciosos dividendos.

Si bien mantener las tarifas finales bajas a través de crecientes subsidios parece ser una política consistente con este modelo de no confrontación con el usuario, no aparece como una razón suficiente para mantener una tarifa mucho menor al resto del país para el GBA, donde habita la población de mayor poder adquisitivo: los usuarios no han resistido los aumentos salvo si estos fueron exorbitantes. La respuesta a esta pregunta debe buscarse en razones de política económica: si se quitaran los subsidios en el GBA esto impactaría en el índice de inflación oficial (no sucede lo mismo con los aumentos en las tarifas provinciales), pero además, debido a que la metodología implementada por el INDEC desde 2008 para el cálculo de la inflación otorga una mayor ponderación a los servicios públicos, el impacto sería 2.5 veces superior al de calcular el índice con la metodología anterior.

En base a todo lo expuesto, cabe preguntarse sobre la posible evolución futura de este mercado. El siguiente punto trata esta cuestión, al comparar este ciclo de los últimos 20 años con otra etapa de la historia del país.

F.2.iii) El tercer objetivo de este trabajo consistía en analizar la relación entre la situación actual del MEM con otros momentos de la historia de la Argentina, buscando observar repeticiones o ciclos, los problemas evidenciados en cada uno de ellos y las soluciones adoptadas. Para ello fue necesario remontarse al origen mismo de las primeras aplicaciones

técnicas de la energía eléctrica a finales del siglo XIX y desde allí recorrer el camino que llevó al esquema surgido en 1990. Más allá del interés que se posea por los sucesos históricos o la eventual adhesión a las teorías que consideran a la Historia como cíclica o en forma de espiral antes que lineal o incluso caótica, no dejó de ser sorprendente para el autor del presente la confirmación de que ya se ha atravesado por un ciclo similar en Argentina en el cual a una etapa de neto corte liberal siguió una época de intervención estatal creciente. Es así que pueden establecerse paralelismos entre aspectos de ambos ciclos, existiendo también para cada uno de ellos algunos matices, tal cual se expone a continuación:

1. Del mismo modo que en un mundo dominado por la mano invisible y las grandes corporaciones (fines del siglo XIX) son empresas privadas extranjeras las que predominan en las primeras concesiones del servicio eléctrico, en un mundo en el que cobran auge las ideas del Consenso de Washington son también empresas multinacionales las que adquieren la mayoría de los activos privatizados durante la primera mitad de la década de 1990. La diferencia se produce porque en el segundo caso se le reconoce al Estado el papel de regulador, mientras que anteriormente su intervención se consideraba perjudicial.
2. Así como en las primeras épocas de las concesiones otorgadas a principios del siglo XX las empresas realizaron inversiones para acompañar el alto crecimiento de la demanda, en la forma de grandes usinas y tendidos de redes, también lo hicieron las compañías privatizadas durante toda la década del 90. El matiz estuvo dado por el hecho de que estas últimas nunca llegaron a detentar una influencia política y económica como la mostrada por la CHADE, CIADE, etc., justamente por la existencia de una fuerte regulación y la modalidad de fragmentación horizontal y vertical de la industria.
3. En ambos casos las tarifas estaban establecidas en moneda fuerte (el peso oro y el dólar, respectivamente) y existían mecanismos para trasladar ahorros logrados a los clientes (cláusula de reducción por adelantos tecnológicos y aplicación de la RTI, respectivamente). El matiz estuvo dado porque en el nuevo ciclo se conocían en forma detallada los costos de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.
4. De la misma manera que a fines de los años 30 y principios de la década del 40 arreciaban las críticas contra el carácter monopolístico y extractor de renta de las compañías extranjeras, también ocurrió esto hacia fines del siglo XX con las privatizadas. Existe una diferencia originada por el hecho de que la mucha mayor velocidad actual de transmisión de la información puede haber contribuido a magnificar dichas críticas.
5. El contexto económico favorable de la década del 40, producto del exceso de divisas generadas por la venta de alimentos a la Europa en guerra -y posguerra-, y que le permite

al Estado adoptar la política de destinar recursos a intervenir en el mercado eléctrico y en la economía en general, es comparable a la situación de la primer década del siglo XXI, la cual es producida en primer lugar por la mayor competitividad internacional alcanzada con la devaluación del peso y luego con el incremento del precio mundial de los *commodities* que exporta Argentina. El distinto matiz en este aspecto deviene del hecho de que en el primer caso la justificación de la creciente intervención estatal se produce ante la falta de mecanismos automáticos del mercado eléctrico para afrontar un incremento de la demanda (una crisis de crecimiento) y en el segundo el Estado interviene a partir de 2002 precisamente para evitar la actuación de dichos mecanismos automáticos –ajuste de tarifas a valor dólar- que posiblemente hubieran hecho colapsar el sistema.

6. Entre 1945 y 1953 (así como entre 2003 y 2008) el crecimiento de la demanda que enfrentan las empresas privadas se acelera, debido al contexto favorable mencionado, produciéndose un deterioro en la calidad de servicio y situaciones de escasez de energía. El distinto matiz viene dado por la importancia relativa de dichos problemas en el tiempo: en la década del 40 el índice de cobertura del servicio eléctrico era todavía muy bajo, y los problemas de calidad de servicio eran esperables y tolerados; la idea de la electricidad como servicio público indispensable era en ese momento aún embrionaria, ya que sólo se la veía en ese entonces como una posibilidad de lograr un cierto *comfort*.

7. En ambos momentos del tiempo el Estado Nacional intervino para llevar a cabo obras eléctricas de infraestructura, financiadas ya sea con fondos propios o mediante cargos específicos cobrados al usuario final. En el primer caso se priorizaron las obras hidroeléctricas, que requerían ingentes inversiones iniciales fuera del alcance de los privados, mientras que en el segundo se ha tratado principalmente de generación térmica de pequeño porte. Fue común a ambos períodos la inversión en obras de transporte, en el primer caso creando el sistema interconectado y en el segundo caso ampliándolo.

8. Durante el primer ciclo las empresas prestadoras, en virtud de la regulación nacional que había desplazado a la municipal, vieron suspenderse el ajuste tarifario atado a la devaluación del peso frente al oro y crecer el peso de los salarios en sus costos, en detrimento de su rentabilidad y del nivel de inversiones. Idéntico comportamiento durante el período 2002-2010 pudo observarse en la sección de resultados.

9. Al igual que en la actualidad, existió en esa época un esquema de subsidios cuyo fin era mantener sin alteraciones la tarifa pagada por el usuario (intentando también detener la alta inflación que comenzaba a producirse ante el aumento del nivel de actividad); pero la distinción fundamental con el esquema hoy imperante radicó en que dichos subsidios se

destinaban a las empresas para que afronten los incrementos de sueldos otorgados a los empleados, mientras que en la actualidad los mismos se inyectan en Cammesa, afectando negativamente la ecuación económica de las Distribuidoras y Transportistas.

10. Un párrafo final para comparar el contexto socio político: a mediados de la década del 40 las empresas privadas, ante la avanzada de un Estado Nacional cuyo gobierno gozaba de una popularidad creciente en el marco de una situación económica favorable, vieron reducido su margen de maniobra y comenzaron a cultivar el bajo perfil, mientras acataban las cada vez más exigentes disposiciones y veían deteriorarse su situación económica y consecuentemente la calidad del servicio prestado, al mismo tiempo que sufrían presiones bajo la forma de investigaciones por su accionar. Pueden establecerse claros paralelismos con la actualidad, con la posible diferencia de que el accionar de CHADE-CIADE, durante los 50 años que duró su concesión, no haya sido el deseable para una empresa privada.

La salida de esta situación implicó, en 1958, la estatización de la totalidad del mercado eléctrico argentino, debido al empeoramiento de la crisis energética y a la necesidad de nuevas y significativas inversiones en infraestructura que los privados ya no podían afrontar.

F.3.) Evaluación

Se evalúan aquí sucintamente los principales aciertos, fallas, facilitadores y obstaculizadores del presente trabajo.

Aciertos: Se opta por incluir dentro de esta categoría a varios aspectos. Primero: la relevancia del tema elegido, el cual no sólo es de vital importancia para el desarrollo de un país, sino que analiza una problemática de vigencia actual. Segundo: considerar al MEM como igual a cualquier otro mercado y analizar su funcionamiento a la luz de la teoría económica, lo cual permite establecer una base conocida de análisis. Tercero: la preeminencia dada al enfoque histórico y progresivo: la división de la historia del MEM en períodos o ciclos, la descripción cronológica de distintas medidas tomadas por el Estado e incluso la decisión de incluir en todos los gráficos y tablas información anual “continua” respondieron a la intención (a juicio del autor cumplida) de dotar a este trabajo de una impronta de dinamismo, de sentido de “proceso”, de “continuidad”, de “fluir”, de “tendencias”, común tanto al devenir histórico como, justamente, al tratamiento que debiera darse al MEM. Cuarto: La información operativa, económica y financiera detallada sobre las Distribuidoras, que surge de una fuente confiable como sus balances de publicación, muestra en forma objetiva el verdadero desempeño de las mismas y es novedosamente presentada en forma consolidada, lo cual requirió un importante esfuerzo de análisis y procesamiento de datos.

Por último, el uso dado y a darle en el futuro a esta misma información, esta vez desagregada por empresa, por parte del grupo empresario en el que el autor desarrolla su actuación profesional.

Fallas: La principal consistió en una inadecuada valoración inicial de la vastedad y consecuente complejidad del tema a desarrollar que obligó, en aras de mantener la extensión del trabajo dentro de límites razonables, a no desarrollar ciertos aspectos en la profundidad concebida en un principio dentro del plan de trabajo. Esto aplica a temas como la cuantificación del nivel de subsidios en Argentina, formas de determinación del precio final de la electricidad y asignación del mismo entre usuarios y comparación de tarifas finales de GBA con otros países y otros bienes y servicios (este último tema no se desarrolló). De todos modos, la inclusión o mayor análisis de dichos temas se consideró innecesaria para el logro de los objetivos del trabajo. Asimismo, tales omisiones permitieron agregar temas de carácter cualitativo tales como menciones al contexto social y económico que le dieron mayor riqueza al análisis.

Facilitadores: Evidentemente el principal son los conocimientos que el autor poseía del tema al comenzar el trabajo y los deseos de adquirir nuevos.

Obstaculizadores: El principal obstáculo que se enfrentó a lo largo de este trabajo consistió en intentar mantenerse en todo momento dentro de las aristas técnicas y económicas del tema elegido, sin cruzar la delgada línea que lo separa de sus vertientes políticas. La dificultad se torna creciente si se considera que la mayoría de la bibliografía consultada “toma partido” por uno u otro enfoque. Corresponde al lector juzgar si el autor ha sabido sortear exitosamente este escollo.

G) RECOMENDACIONES

Se mencionó en el apartado anterior la vastedad y complejidad del tema analizado. Vastas son también las posibilidades de profundización de temas relacionados con el aquí expuesto. Se realiza a continuación una enumeración no taxativa de posibles desarrollos adicionales para futuros trabajos, indicando en primera instancia aquellos que a juicio del autor revisten una prioridad o relevancia mayor.

- Realizar un análisis similar al efectuado en este trabajo pero consolidando información de una cierta cantidad de compañías generadoras que configuren una muestra representativa. Varias de ellas pertenecen a la CNV, lo cual facilita la consecución de Balances de

publicación. Pueden analizarse los mismos en forma global o estratificando por el tipo de tecnología utilizado por la planta generadora.

- Tabular información de otras distribuidoras provinciales y comparar la evolución de sus ratios con los aquí presentados, ya sea empresas privadas o públicas (en este último caso, los balances de publicación son más difíciles de obtener y menos confiables).
- Puede intentar valorizarse el impacto que se hubiera producido en los ingresos de las Distribuidoras GBA de haberse aplicado las previsiones de las actas de renegociación firmadas en 2005. También podría calcularse la distorsión producida por usar índices de inflación oficiales en lugar de ajustar las tarifas por la verdadera evolución de los costos.
- Puede analizarse con más detalle la problemática, evolución y desempeño de la actividad de Transporte de Electricidad.
- Profundizar acerca de la actuación de ENARSA, su funcionamiento y principales proyectos, comparando su funcionamiento y resultados con actores privados.
- Puede encararse un estudio estadístico de correlación múltiple que explique la evolución de la demanda de electricidad por tipo de usuario.

H) BIBLIOGRAFIA

- ABDALA, Manuel y BASTOS, Carlos “Transformación del sector eléctrico argentino” 1º Edición. Chile. Antártica S.A. Chile. 1993. 396p. ISBN 950-43-5251-0
- Balances de Publicación de compañías inscriptas en la CNV (EDENOR, EDESUR, EDELAP, EDEMSA, TRANSENER, CENTRAL PUERTO, etc.). Varios años. Balance de SEGBA año 1991.
- CONT, Walter “Estructuras tarifarias en el servicio de electricidad para usuarios residenciales. El caso de las provincias argentinas”. En Documento de Trabajo N° 95 de FIEL. Buenos Aires. Diciembre de 2007.
- DORNBUSCH Rudiger y FISCHER Stanley “Macroeconomía” 3º Edición. México. McGraw-Hill. 1986. 776p. ISBN 968-451-773-4
- Estudio de Benchmarking de empresas de distribución en Argentina. Años 2007-2008-2009-2010: Documento de elaboración propia con base en información de ADEERA, Secretaría de Energía y balances de publicación de Distribuidoras participantes.
- GENTA, Guillermo “Política y servicios públicos – el caso del servicio público de la electricidad de la ciudad de Buenos Aires desde 1887 a 1962”. Buenos Aires, Octubre de 2006. Disponible en Internet: <http://www.iae.org.ar/archivos/genta.pdf>
- GUSSOV, Milton “Fundamentos de Electricidad” México McGraw-Hill Interamericana. 2000. 453p. ISBN 0-07-025240-8
- Ley 23696/89 de Reforma del Estado
- Ley 23697/89 de Emergencia Económica
- Ley 24065/92 de Energía eléctrica
- Ley 24240/93 de Defensa del Consumidor
- Ley 25156/99 de Defensa de la Competencia

- Ley 25561/02 de Emergencia Económica
- LUNA, Félix "Luces Argentinas. Una historia de la electricidad en nuestro país". 1° Edición. Argentina. Empresa Distribuidora Sur S.A. 2002. 96p. ISBN 987-20209-0-6. Disp. En Internet:http://www.edesur.com.ar/conozca_edesur/libro/version_completa.pdf
- MEYER, Héctor Hugo "El servicio de distribución de energía eléctrica", trabajo para la cátedra de Distribución de energía eléctrica de la Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba Córdoba, circa 2000
- MONTAMAT, Daniel – GUADAGNI, Alieto y otros seis ex-Secretarios de Energía. "Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino" Buenos Aires. Marzo de 2009
- Página Web ADEERA: www.adeera.com.ar
- Página Web CAMMESA: <http://portalweb.cammesa.com>. Informes anuales 1998 a 2010.
- Página Web ENRE: www.enre.gov.ar. Informes anuales 2001 a 2009
- Página Web Secretaría de Energía: <http://energia3.mecon.gov.ar>.
- QUANTUM Consultora, "Marco Regulatorio de la energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires – Metodología Tarifaria". Estudio preparado para APEBA. Buenos Aires, Mayo de 1996
- Resoluciones de Secretaria de Energía números 2, 8, 126, 146 y 246 de 2002; 1, 240 y 406 de 2003; 265, 415, 712 y 826 de 2004; 745 de 2005; 942 y 1281 de 2006; 724 de 2008.
- ROMERO, Carlos Adrián "Regulación e Inversiones en el sector eléctrico argentino", trabajo incluido en Serie Reformas Económicas por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Buenos Aires, 1998.
- SAMUELSON, Paul "Macroeconomía" 18° Edición. Madrid McGraw-Hill Interamericana de España. 2006. 405p. ISBN 9788448151359
- SUAZO, Daniel "El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino - experiencias, reflexiones y perspectivas" En: www.adeera.com.ar [en línea] circa 2003. Disponible en Internet: <http://www.adeera.com.ar/archivos/El%20Sector%20Eléctrico%20Argentino%20.pdf>
- VILLULA, Carlos "Doctrinas económicas del mercado eléctrico" en: III CONFERENCIA POLITICA NACIONAL - Partido Socialista de la Ciudad de Buenos Aires [en línea] circa 1993. Disponible en Internet: http://www.partidosocialista.com.ar/UserFiles/File/16-Doctrinas_economicas_del_mercado_electrico_-_Carlos_Villulla.pdf

I) GLOSARIO DE TERMINOS

Actividad de interés general: Actividad que atiende necesidades básicas de la comunidad pero en las cuales el Estado no tiene obligación de prestarlas, aunque si de normarlas.

CADE: empresa continuadora de la CHADE, actuó entre 1936 y 1958.

Cammesa: Empresa privada sin fines de lucro propiedad en un 80% de las 4 asociaciones civiles que agrupan a los Agentes del MEM. El 20% restante está en poder del Estado Nacional. Sus funciones comprenden la coordinación de las operaciones de despacho y la administración de las transacciones del MEM.

CATE – Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad: Empresa de capitales alemanes, primera titular de una concesión eléctrica en Argentina, operó en la ciudad de Buenos Aires entre 1897 y 1921 para luego vender su participación a CHADE.

CHADE – Compañía Hispano Americana de Electricidad: Sociedad continuadora de CATE, compuesta por financistas de varios países europeos

CIADE - Compañía Ítalo Argentina de Electricidad: Otra prestadora del servicio de electricidad en la ciudad de Buenos Aires, actuó entre 1912 y 1979. De capitales suizos.

Conductor: cualquier material que, puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad, transmiten esta por todos los puntos de su superficie.

Corriente eléctrica: Flujo de electrones a través de un conductor. Se mide en amperes, que es la cantidad de carga que circula por segundo (idea de velocidad).

Cost Plus: Modelo de regulación en el cual se fija una tasa de rentabilidad objetivo sobre ventas o patrimonio. También se llama regulación directa o de la rentabilidad. Promueve inversiones pero no la eficiencia.

CVP – Costo Variable de Producción: Costo de producir un kWh para una máquina de generación. Es declarado por cada generador para cada máquina y cada tipo de combustible.

ENRE – Ente Nacional Regulador de la Electricidad: Organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y controlar que las empresas del MEM cumplan sus obligaciones.

FE – Fondo de Estabilización: Fondo destinado a compensar las diferencias entre el pago a los generadores al precio spot y el cobro a los distribuidores a precio estacional.

FEDEI - Fondo para el desarrollo eléctrico del Interior: Formado con recursos del FNEE, se aplica a aportes y préstamos a las provincias para renovación y ampliación de plantas y ejecución de redes.

FNEE – Fondo Nacional de Energía Eléctrica: Fondo creado por ley 24.065 y pagado por los demandantes de electricidad y destinado en parte para alimentar el FEDEI

FONINMEM: Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM, creado por Resolución SE 712/04. Con el mismo se construyeron dos ciclos combinados.

IVC – Índice de Variación de Costos: establecido en las Actas Acuerdo firmadas en 2004 y 2005 entre el Estado Argentino y las Distribuidoras del GBA que es utilizado para calcular los ajustes a aplicar al VAD y se basa en una “canasta” de costos de dichas empresas.

Joule: Unidad básica de trabajo o energía. Es el trabajo efectuado por un Watt en un segundo. Para cantidades mayores se usa el kWh

Kilocaloría: energía calorífica necesaria para elevar en un grado Celsius la temperatura de un kilogramo de agua. Equivale a 4.187 Joules.

KVA – Kilo volt Ampere: Múltiplo del Volt Ampere, que constituye la unidad de medida de la potencia aparente de un aparato eléctrico que utiliza corriente alterna.

Pass Through: Componente de la tarifa de electricidad a usuario final que refleja el costo de compra de energía y potencia en el MEM. Incluye conceptualmente al costo de generación, el de transporte y las pérdidas de energía producidas durante la distribución.

Pérdidas de energía (en general): Disipación de energía durante el proceso de transformación de la misma. En la actividad de Distribución se dividen en técnicas y no técnicas

Pérdidas de energía técnicas: Pérdidas liberadas en forma de calor o luz y producidas por fenómenos físicos (resistencia de los conductores, ionización, inducción en campos magnéticos, etc.)

Pérdidas de energía no técnicas (PNT): producidas por hurto (conexiones clandestinas), fraude (manipulación del medidor) o errores del Distribuidor (falla del medidor, error de facturación, etc.)

Precio Estacional: Precio estabilizado definido ex ante por Cammesa.

Precio spot: Precio horario formado a partir del equilibrio de la oferta y demanda global de energía en el centro de carga del sistema, geográficamente situado en el nodo Ezeiza.

Price Cap: Modelo de regulación basado en el control de los resultados de las empresas sin asegurar rentabilidad, estableciendo ex ante los ingresos y el régimen de calidad, efectuando controles ex post.

PRONUREE - Programa Nacional De Uso Racional y Eficiente de la Energía: Instituido en 2007 y destinado a promover la eficiencia energética. Iniciativas: uso de luminarias de bajo consumo, etiquetado artefactos, etc.

PUREE – Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica: Instituido en 2004, sistema de premios y castigos a los usuarios según la evolución de su consumo respecto a un año base.

Resistencia (en Física): es la oposición al flujo de corriente, lo que produce el consumo

RTI – Revisión Tarifaria Integral: procedimiento periódico de recálculo del VAD en base a la evolución real de los costos de prestación del servicio de Distribución.

Servicio público: Toda actividad que se desarrolla para satisfacer el interés general y en la cual el Estado tiene la obligación de prestar el servicio, sin perjuicio de transferir la gestión de negocio a un privado.

SIN – Sistema Interconectado Nacional: Conjunto de instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Alta Tensión y los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las distintas Regiones eléctricas de la República Argentina.

Trabajo (en Física): es el resultado del valor de una fuerza, aplicada sobre un cuerpo, por el valor del espacio recorrido por dicho cuerpo. Su unidad en el sistema MKS es el Joule.

Transportista Independiente: Agente del MEM que, sin serlo formalmente, actúa como transportista para alguna obra.

UNIREN – Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos: Unidad creada en el ámbito del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con la misión de renegociar los contratos de obra y servicios públicos dispuesta por la ley 25.561/02, suscribir acuerdo y elevarlos para aprobación por el PEN y el Congreso.

VAD – Valor Agregado de Distribución: Componente de la tarifa de electricidad a usuario final que remunera a la actividad de Distribución.

Voltaje o Tensión: Diferencia de potencial entre cargas que produce la corriente eléctrica. Unidad: el Volt.

J) ANEXOS

Anexo I: Adecuaciones realizadas a los balances de publicación de EDENOR, EDESUR y EDELAP a efectos de analizar la evolución de sus indicadores consolidados.

Se describen en primer lugar los cambios en la agrupación y exposición de conceptos respecto a la información contable incluida en los balances de publicación de las tres Distribuidoras, para luego comentar ajustes puntuales llevados a cabo sobre la información específica de alguna de ellas.

l) Agrupación y exposición de conceptos:

- a. En primer lugar, la información requerida por el artículo 64 inciso b de la ley 19.550 (detallada como anexo H del balance de publicación) se agrupó en alguno de los siguientes rubros de gastos:
 - i. COMPRAS DE ENERGIA: Costos incurridos por la Distribuidora para adquirir energía y potencia.
 - ii. AMORTIZACIONES: de Bienes de Uso y de activos Intangibles.
 - iii. SUELDOS: incluye indemnizaciones por despido pero excluye Honorarios de directores y síndicos.
 - iv. GASTOS VARIABLES: corresponde a los rubros de Impuestos, Previsión Incobrables y Penalidades.
 - v. RESTO DE GASTOS: Principalmente servicios contratados, Honorarios y Gastos generales de Planta.

A la suma de los últimos tres ítems se la denominó en forma genérica COSTOS FIJOS.

- b. En segundo lugar, los resultados incluidos debajo de la UTILIDAD OPERATIVA se agruparon en estos rubros:
 - i. INTERESES Y GASTOS FINANCIEROS PAGADOS: línea usada para calcular el costo financiero, corresponde únicamente al costo de intereses sobre la deuda financiera
 - ii. INTERESES Y GASTOS FINANCIEROS COBRADOS: principalmente cobro de intereses de los clientes por pago de facturas vencidas.
 - iii. RESULTADOS POR TENENCIA: Principalmente se trata de diferencias de cambio, otras actualizaciones del capital de deudas y resultados por reestructuración de deudas financieras.
 - iv. RESULTADO POR EXPOSICION A LA INFLACION
 - v. OTROS INGRESOS Y EGRESOS: no incluidos en los anteriores rubros.

Todos estos ítems se agruparon bajo el nombre genérico de RESULTADOS FINANCIEROS.

- c. Los dos agrupamientos anteriores se usaron para elaborar los principales subtotales utilizados en el cálculo de los indicadores de gestión
 - i. MARGEN BRUTO = INGRESOS POR VENTAS menos COMPRAS DE ENERGIA. Los ingresos por ventas se refieren no sólo a energía sino también a la facturación de otros servicios regulados y no regulados, tales como cargos por conexión, facturación de fraude, servicios a clientes, etc.
 - ii. EBITDA = MARGEN BRUTO menos COSTOS FIJOS
 - iii. UTILIDAD OPERATIVA = EBITDA menos AMORTIZACIONES
 - iv. UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS = UTILIDAD OPERATIVA menos RESULTADOS FINANCIEROS
 - v. UTILIDAD NETA = UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS menos IMPUESTO A LAS GANANCIAS

d. Respecto al estado de flujos de efectivo se realizaron los siguientes ajustes

- i. FLUJO DE FONDOS DE LAS OPERACIONES: Los pagos de intereses financieros se incluyeron dentro de este rubro, ya que no todas las empresas discriminaban los mismos de manera de incluirlos dentro del flujo de fondos financieros. Incluye además todo concepto no incluido expresamente en el resto de las categorías indicadas a continuación.
- ii. FLUJO DE FONDOS DE LAS INVERSIONES: Se consideró aquí únicamente la línea "altas de bienes de uso" del estado de flujos de efectivo, aún en los casos en que dicho valor no coincidiera con el anexo respectivo (anexo A). Incluye anticipos. Los pagos por activos intangibles se consideraron dentro del flujo de las operaciones.
- iii. FLUJO DE FONDOS DE LA FINANCIACION: Se consideraron aquí únicamente los conceptos relacionados con toma y cancelación de capital de deuda financiera. Por razones de exposición, todos los movimientos de fondos de y hacia los accionistas se incluyeron en la categoría a continuación.
- iv. DIVIDENDOS: Pagos a los accionistas. Incluye reducciones de capital. Los aportes de accionistas o aumentos de capital fueron considerado como un dividendo negativo.

e. Respecto al estado de situación patrimonial, el único ajuste consistió en que las deudas con empresas del mismo grupo en la medida que no implicaran desembolsos periódicos no fueron consideradas como

financieras, sino dentro del rubro "otras deudas". Se procedió de manera análoga con los cargos a resultados generados por las mismas, considerándolos resultados por tenencia.

f. Los impactos económicos y patrimoniales de los ajustes de resultados de ejercicios anteriores (AREA) fueron imputados al período al que efectivamente correspondían. Cuando dicha correspondencia no podía establecerse con claridad se imputaban al período anterior al del balance en el que se exponían.

g. Los datos físicos usados en algunas comparaciones (cantidad de clientes, cantidad de empleados propios, ventas, compras y pérdidas de energía en MWh, pérdidas de energía en porcentaje) en todos los casos fueron extraídos de información de las propias Distribuidoras, ya sea de los mismos balances de publicación o de otra información de gestión disponible para las mismas.

II) Ajustes específicos: por particularidades en la exposición de alguna de las empresas

b. EDENOR no discrimina el cargo por penalidades dentro de su anexo de gastos, sino que detrae los montos devengados por ese concepto de los ingresos por distribución, informando dicho monto detruido únicamente a partir de 2005. Para estimar las penalidades anteriores se utilizó por un lado información incluida en una nota del balance de publicación de 1997 que indicaba las penalidades aplicadas entre 1993 y 1996. Para estimar el resto de los años se tomaron datos de penalidades aplicadas por el ENRE a EDENOR del informe anual 2004 de dicho organismo. Todos los montos así calculados fueron sumados al anexo de Gastos y a los ingresos por distribución, de modo de no afectar el resultado final

c. EDESUR no discrimina en su anexo de gastos los honorarios por gerenciamiento devengados en cada año. Los mismos fueron extraídos de notas de cada balance en las que se exponer las transacciones con empresas relacionadas.

d. EDESUR, en 1995, incluye un recupero de impuesto a los activos como "OTROS INGRESOS Y EGRESOS" mientras que el cargo efectuado en los años anteriores se incluyó en el anexo H. Se expuso entonces ese monto como un cargo a impuestos negativo en el anexo de gastos de 1995.

e. EDELAP incluyó el cargo de previsión por incobrables, entre 1995 y 1997, como un resultado financiero. Se reclasificó dicho devengamiento al anexo de gastos, para cada año.

f. Inicialmente los bienes de uso de EDELAP fueron valuados a un valor menor al resultante de sumar al monto pagado por la empresa los pasivos asumidos, a diferencia del criterio establecido para el resto de las Distribuidoras. Esto se regularizó a partir de 1995, una vez que la empresa recibió la autorización correspondiente, pero para mantener la homogeneidad se considera este cambio como un AREA y se ajustan en forma retroactiva a 1992 los rubros Bienes de Uso y Capital social.