

EL PROCESO DE REESTRUCTURACION Y EL ESQUEMA REGULATORIO DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO EXPERIENCIAS, REFLEXIONES Y PERSPECTIVAS

Ing. Daniel Suazo
EDESUR S.A - ARGENTINA

I. INTRODUCCION

Hacia fines de la década del 40 el poder político enfrentaba el problema que las empresas de servicio público de electricidad, que en su mayoría eran de propiedad privada, no prestaban un servicio acorde con los requerimientos de los usuarios. Esta situación llevó a la intervención del Estado, que en lugar de ejercer el control de las actividades monopólicas de las empresas como hubiera sido deseable, decidió en tomar a su cargo la prestación de los servicios.

El citado proceso de estatización que se extendió por más de 30 años, se inició en la década del 50, primero con las empresas provinciales que en 1957 pasaron a formar parte de Agua y Energía Eléctrica (AYEE) (Decreto Ley N° 22.389/45; Decreto N° 3.967/47; Ley N° 14.007). Continuó posteriormente con las empresas de Buenos Aires CADE y CEP, que en 1958 constituyeron conjuntamente con el Estado Nacional la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), a la que se integró la Compañía Italo Argentina de electricidad.

Mediante la Ley N° 14.772/58, se federalizó el servicio de distribución de la energía eléctrica para el Gran Buenos Aires que prestaban distintas empresas privadas, estableciéndose en 1958 las bases de creación de SEGBA como sociedad mixta, la que terminó estatizándose en 1961. El 24 de noviembre de 1980, en virtud el Decreto N° 2396/80, se concreta la integración de la ex-CIAE a la empresa estatal

Asimismo se crearon Sociedades del Estado con el propósito de desarrollar proyectos nucleoelectrónicos e hidroeléctricos.

La Comisión Nacional de Energía Atómica en 1950, la Comisión Mixta de Salto Grande en 1946 cuyo convenio fue reglamentado en 1973, Hidronor en 1967 y Yacyretá en 1973

Ello permitió alcanzar en la década de los 70, y en gran parte de los 80, un apropiado equilibrio entre oferta y demanda, fundamentalmente a través del impulso del potencial hidroeléctrico y del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

En la década de los 80, en el sector generación y transporte en AT se realizaron importantes inversiones, en promedio casi U\$S 2.000 millones por año, mientras que en el sector distribución y subtransmisión del orden de U\$S 200/año. Estos valores se redujeron a finales de la década a menos de U\$S 700 millones en generación y U\$S 100 en distribución. En dicho período, la instalación de nuevas plantas generó un incremento de la capacidad instalada del 55%, incorporándose anualmente del orden de 500 MW, lo que permitió incrementar significativamente los márgenes de reserva del Sistema del 30% al 45%. La composición de la oferta también cambió significativamente, mientras que en 1980 la potencia instalada en plantas hidroeléctricas y térmicas era de 36% y 61% respectivamente, en 1990 esas proporciones resultaron de 41% y 53%, lo que llevó a una importante reducción del consumo de combustibles fósiles

Sin embargo, a pesar de las importantes inversiones realizadas en dicho período, la prestación del servicio en general no era del todo satisfactorio en términos de los índices de calidad de servicio como en los costos de inversión incurridos. Ello estuvo motivado en la baja productividad de las inversiones por la elección de tecnologías no óptimas, por la baja capacidad de control en el cumplimiento de los contratos de construcción (especialmente con respecto a las fechas previstas de puesta en marcha) y los montos implicados que producirían mayores costos, y por la corrupción imperante en las empresas. Un ejemplo de todo ello fue la construcción de Yacyretá.

Con el tiempo, el sobredimensionamiento del rol del Estado dió lugar a dificultades crecientes en la gestión de las empresas, gestión que comenzó a verse agravada por un contexto político, económico y social poco propicio. Todo ello coadyuvó en provocar un creciente deterioro del servicio público en términos de eficiencia y calidad de servicio, fundamentalmente a nivel del servicio de Distribución.

Los problemas derivados de la inflación interna, del endeudamiento externo y de una economía cerrada, provocaron serios problemas de financiamiento en las empresas, que llevaron a las autoridades a emplear las tarifas como herramienta antinflacionaria y de distribución de ingresos, lo que generó una profunda descapitalización de las mismas.

En ese sentido, tal vez en ningún otro sector como en el eléctrico, el impacto de la crisis de fines de los 80 y principios de los 90 motivada por el fracaso del Estado Empresario, puso en evidencia en forma tan contundente el agotamiento del modelo tradicional de abastecimiento basado en monopolios estatales y en subsidios indiscriminados al consumidor. La decadencia de dicho modelo se puso en evidencia en:

- Tarifas políticas que no permitieron generar los recursos requeridos para la expansión y la explotación
- Mala calidad del servicio y bajo grado de satisfacción del consumidor
- Baja eficiencia interna en las empresas
- Reducida productividad de las inversiones
- Alto nivel de pérdidas debido al hurto de energía
- Elevados índices de indisponibilidad de las instalaciones
- Burocracia, desprofesionalización y utilización de la empresa con fines políticos

En este contexto, signado por la ineficiencia en la gestión empresarial y por las pronunciadas dificultades para obtener los recursos necesarios para el desenvolvimiento de las

empresas, no sólo para llevar a cabo las inversiones requeridas sino también para operar normalmente el servicio, se llegó a que éstas colapsaran.

Así se desembocó en la grave crisis de abastecimiento de 1988/1989, caracterizada por significativos cortes programados en todo el Sistema Interconectado Nacional por una magnitud superior a los 1.000.000 MWh/año; crisis motivada por la insuficiencia de oferta de generación para abastecer la demanda por la conjunción de dos factores principales: la elevada indisponibilidad del parque térmico (más del 50%) y el reducido aporte hidráulico (60% de los valores normales).

La delicada situación del sector eléctrico a la que se había arribado, y la amenaza de recurrentes crisis futuras de abastecimiento, obligó al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector, que hasta ese momento eran impensables.

Como resultado de las exitosas reformas instrumentadas a partir de 1990 mediante las leyes N° 23.696 de Reforma del Estado, N° 23.697 de Emergencia Económica y N° 24.065 de Marco Eléctrico, el sector eléctrico experimentó profundos cambios en su marco institucional, organizacional y regulador.

Hasta ese entonces el cuerpo normativo de aplicación al sector estaba concentrado en la Ley N° 15.336/60, hoy todavía en gran medida vigente.

El proceso de reforma del Estado estuvo caracterizado por la redefinición de las condiciones esenciales de la actividad económica, transformando el rol empresario del Estado en otro con funciones básicas de deregulación y control. Ello permitió consolidar un ambiente macroeconómico favorable, particularizado por: i) economía abierta y desregulada; ii) tipo de cambio fijo, con garantía de convertibilidad de la moneda; iii) acceso a financiamiento externo.

Estos cambios iniciaron la transición hacia un sector más competitivo y con alta participación del sector privado, y que estuvo coronado por el logro de importantes resultados prácticamente en todos los segmentos de la industria.

Se realizaron inversiones en generación, transporte y distribución por más \$ 6.000 millones., se duplicó la oferta de generación, la indisponibilidad del parque térmico disminuyó más del 40%, la producción de gas natural aumentó más del doble, el precio mayorista se redujo a casi a la mitad, los niveles tarifarios a usuario final se encuentran en términos reales y antes de la devaluación, entre los más bajos del mundo se extendieron las redes de distribución en más del 50%, se eliminaron prácticamente las pérdidas no técnicas de energía y la calidad de servicio técnico y comercial mejoró ostensiblemente, y por último se proyectó a la Argentina como un país exportador de energía en la región.

Actualmente, con la promulgación de la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario N° 25561 del 9 de enero del 2002, se han puesto en discusión los principios rectores del Modelo Regulador del Sector Eléctrico que lo han hecho tan exitoso. Con el nuevo marco jurídico, se han alterado substantivamente las reglas de juego con las cuales se realizaron las privatizaciones, vulnerándose la seguridad jurídica en la que se sustentaba el sector eléctrico, comprometiéndose la viabilidad de las empresas y consecuentemente la prestación del servicio.

II. EL PROCESO DE TRANSFORMACION Y EL MODELO REGULATORIO ARGENTINO

Como consecuencia del fracaso del Estado en la gestión empresaria, el debate ideológico por la reforma del sector eléctrico se vio simplificado. El debate se centró en consideraciones más pragmáticas en torno a la discusión de las condiciones para asegurar que el nuevo modelo pueda efectivamente alcanzar los objetivos buscados en el marco de las restricciones existentes.

La necesidad de ordenar las cuentas públicas a nivel nacional, que se hizo imprescindible luego de las hiperinflaciones de 1989 y 1990, requería medidas dirigidas a reformular el esquema existente de subsidios tarifarios y disminuir los aportes del tesoro. Sumado a ello, la delicada situación del sector eléctrico a la que se había arribado, y la amenaza de recurrentes crisis futuras de abastecimiento, obligó al Estado a buscar alternativas de reestructuración del sector con el traspaso a manos privadas de las empresas para eficientizarlas y motorizar las inversiones.

Para poder conciliar los objetivos buscados con las restricciones imperantes, surgió como necesidad ineludible la elección de un adecuado esquema regulatorio que pudiera acompañar convenientemente las reformas y reestructuración del sector.

Las exitosas reformas del sector eléctrico en Argentina, estuvieron enmarcadas dentro del contexto general de las reformas macroeconómicas y se nutrieron de la aceptación casi universal del nuevo paradigma sobre el papel subsidiario del Estado en los servicios públicos, caracterizado por la indelegable responsabilidad en la prestación del Servicio Público por parte del Estado, y la transferencia al sector privado de la gestión operativa de las empresas.

En ese sentido, fue condición indispensable para iniciar con éxito con el nuevo marco regulador contar antes con un ambiente macroeconómico estable, y disponer de un marco legal que posibilitara el establecimiento y fortalecimiento de las instituciones e incentivara la participación del capital privado tanto nacional como extranjero. Ello se logró mediante la Ley de Emergencia Económica (Ley Nro. 23697) y la ley de Reforma del Estado (Ley 23.696/89), que estuvieron dirigidas hacia la privatización y participación del capital privado como principal vía para enfrentar la crisis económica y financiera por la que atravesaba la economía en general y el sector público en particular, a partir de las cuales se construye la reforma económica.

La ley 23.696, declara en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a privatizar las empresas de propiedad del Estado. La ley 23.697 conjuntamente con las Leyes Nro. 21.382 y 23.760 y el decreto Nro. 1853/93 crean las condiciones para incentivar las inversiones extranjeras en el país. Se eliminan restricciones basándose para ello en el principio de la igualdad de condiciones tanto para los inversores locales como para los extranjeros. Mediante esta legislación las inversiones pueden hacerse en prácticamente cualquier actividad económica o productiva sin restricciones y sin autorización previa.

El Marco Regulatorio Eléctrico estatuido en Argentina a partir del Decreto 634/91 y plasmado en enero de 1992 a través de la Ley Marco 24.065/92 y su Decreto Reglamentario 1.398/92, marcó un punto de inflexión en la política hacia el sector. Las disposiciones contenidas en el Marco Eléctrico buscaron que antes que opere la transferencia de las empresas al sector privado, el Sector responda a reglas de juego transparentes con un

denominador común, la búsqueda de eficiencia a través de la competencia.

Las privatizaciones de las unidades de negocio de generación, transporte y distribución de las ex-empresas nacionales SEGBA, AYEE, HIDRONOR a partir de 1992 y de las empresas provinciales a partir de 1995, en un contexto macroeconómico favorable, dieron lugar a la entrada de importantes grupos económicos energéticos de nivel mundial con inversiones que superaron los \$ 4.700 millones:

SEGBA Distribución:	1078 MM\$
SEGBA Generación:	217 MM\$
HIDRONOR Generación:	748 MM\$
AYEE Transporte DISTRO:	53 MM\$
AYEE- SEGBA – HIDRONOR Transp. AT:	234 MM\$
DISTRIBUIDORAS PROVINCIALES	1755 MM\$

El modelo instaurado, tuvo esencialmente como objetivo reemplazar un modelo basado en el monopolio estatal verticalmente integrado y con una planificación centralizada por un sistema competitivo basado en el mercado y con una planificación indicativa.

Al momento de su transformación había en el país empresas nacionales y provinciales verticalmente integradas que generaban, transportaban y distribuían energía eléctrica, y existían cooperativas eléctricas de diversos tamaños y con distintos grados de integración. Asimismo se contaba con un despacho unificado de cargas con recursos apropiados para operar conforme al nuevo modelo eléctrico.

Para llevar a cabo la transformación del sector, se fueron evaluando diferentes alternativas regulatorias, tomando como referencia el modelo adoptado en Gran Bretaña, a partir de unas pocas y simples premisas básicas, tales como:

- Promoción de competencia y creación de mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto fuera posible. La desintegración vertical y horizontal de la industria.
- Creación de condiciones y reglas de juego transparentes y eficientes.
- Implementación de condiciones adecuadas para el funcionamiento del mercado mayorista que faciliten la concurrencia de los actores y que generen precios que se constituyan en señales que estimulen una mayor oferta eléctrica.
- Libre acceso de terceros a las redes
- Contratos libremente pactados.
- Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas, regulación de incentivos para las actividades de carácter monopólico y fiscalización.
- Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- Incorporación del sector privado en condiciones de riesgo.

Atento a ello, la Ley 24.065 establece como objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes:

- Proteger los derechos de los usuarios
- Promover la competitividad donde sea posible alentando inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo. Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.

- Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando que las tarifas sean justas y razonables
- Incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas

En su nuevo rol, plasmado claramente en los objetivos establecidos en la reforma, el Estado deja de intervenir en la gestión y planificación de las empresas circunscribiendo su actuación a las siguientes funciones básicas:

- Establecimiento de políticas e instrumentos
- Definición de los aspectos referidos a la preservación del medio ambiente y conservación de la energía establecidos
- Planificación indicativa del sector para disponer de información fehaciente sobre las perspectivas de la problemática del mercado eléctrico

En este marco, la Secretaría de Energía y Minería es la responsable de la regulación del Mercado Eléctrico Mayorista y asimismo es la autoridad de aplicación de las leyes N° 24065 y N° 15.336/60 que conforman el Marco Regulatorio Eléctrico, y en tal carácter es el órgano competente para precisar los alcances de las disposiciones contenidas en dicho marco.

Como ya se dijo, la idea desarrollada en los mecanismos de regulación fue la de establecer el mayor grado de competencia en donde ello era posible, y por tal motivo se desintegró la industria verticalmente, dividiéndola en tres segmentos, la generación, el transporte y la distribución y comercialización. Posteriormente se incorporó la figura del comercializador como participante en el mercado, a través de una regulación de carácter secundario (Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 186/96) que en gran medida contradice la letra y el espíritu de la Ley.

Se definieron para la privatización la mayor cantidad posible de unidades de negocio independientes, promoviendo la desagregación vertical y horizontal de la industria.

Hoy operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) alrededor de 48 generadores, 12 autogeneradores, 3 cogeneradores, 4 comercializadores de demanda, 5 comercializadores de generación 7 transportistas por distribución troncal, 1 transportista en alta tensión, 17 transportistas independientes, 30 cooperativas, 28 distribuidores y 1 participante extranjero.

La legislación dispuso que la generación sea una actividad de interés general aunque afectada a un servicio público, mientras que el transporte y distribución sean servicios públicos regulados por el Ente Regulador (ENRE) en términos de tarifas y calidad de servicio, al ser considerados éstos como monopólicos.

La Organización Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sobre la que se estructura el conjunto de transacciones de energía eléctrica que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se compone de un MERCADO A TÉRMINO, con contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedores y compradores, y un MERCADO SPOT, con precios sancionados en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Nodo Mercado.

La Generación

La actividad de generación se concibió como actividad de riesgo sometida a condiciones de competencia. La misma se desenvuelve en un sistema de declaración de costos sujetos a un Price-Cap, donde la generación más barata desplaza a la más cara y por lo tanto se garantiza el uso eficiente de los recursos. Las unidades son despachadas económicamente por CAMMESA a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. El generador también recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría, sobre la base de precios oportunamente establecidos por la Secretaría de Energía. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuando mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operabilidad técnica del sistema se remunerarán también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión.

Aquellos Generadores que no poseen ningún contrato, venden toda su producción al Mercado Spot recibiendo por la misma los precios que rigen en el mismo hora a hora.

Cuando un Generador posee contratos, cobra en cada hora por su producción hasta el nivel de su contrato el precio contractual pactado. Cuando su nivel de generación esta sobre o bajo los valores del contrato, las diferencias se comercializan en el Mercado Spot como excedentes o faltantes de contrato a los valores vigentes en dicha hora en ese Mercado. Existen pagos adicionales a los generadores para proveer reservas operativas y otros servicios asociados a la calidad de suministro. En síntesis las características básicas de la actividad de generación son las siguientes:

- Actividad de interés general, abierta a la competencia
- Despacho económico de las unidades
- Generación térmica desregulada
- Generación hidroeléctrica con obligaciones
- Libre acceso al MEM
- Abierta a Importación/Exportación
- Ingresos asociados a eficiencia

El Transporte

El transporte se configuró sobre la base de la concepción general y a los principios establecidos en la ley 24.065 para la actividad del transporte, adecuándose su actividad a los criterios generales contenidos en la concesión que se otorgara a TRANSENER S.A. mediante el Decreto N° 2.743/92. Esta actividad, por razones tecnológicas que se relacionan con las economías de escala que no facilitan la competencia, es monopólica y esta sujeta a una intensa regulación que tiene los siguientes aspectos salientes:

- Actividad regulada por el ENRE en tarifas y calidad de servicio
- Obligación de brindar libre acceso a todo usuario del Transporte.
- Prohibición de compra/venta de electricidad, limitada a percibir solamente el peaje que corresponde
- Relevada de la obligación de expandir la red
- Competencia en las ampliaciones mediante la figura del transportista independiente
- Prohibición al transportista de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución

- Remuneraciones para operar y mantener los vínculos (peaje),
- Régimen de sanciones y premios para promover la calidad.

El Sistema Argentino de Interconexión, fue dividido en siete empresas Transportistas cuando se privatizó. La primera TRANSENER, Empresa de Transporte en Alta Tensión única y monopólica en todo el país, que opera todo el sistema de 500 kilovoltios y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kilovoltios, las que van desde la SE Villa Lía a la SE Rodríguez. El resto son las empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO)

Los Grandes Usuarios

Una de las características previstas en la Marco Regulatorio Argentino es la existencia de los Grandes Usuarios, que son consumidores finales que, cumpliendo con ciertos parámetros técnicos definidos por la Secretaría de Energía han optado por contratar su abastecimiento de energía eléctrica directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente a los distribuidores por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución que utiliza. En dicho marco, los usuarios desregulados pueden comprar para abastecer su suministro de dos formas posibles:

- a través del distribuidor de su área (forma tradicional),o
- directamente a un Generador o Comercializador reconocido

La Secretaría de Energía a efectos de fomentar la competencia en el sector de consumo, ha ido modificando la demanda máxima requerida para que un usuario final pueda adquirir directamente su abastecimiento en el MEM, desde un valor de 10 MW en 1992, hasta los 30 kW requeridos en la actualidad. A su vez se han creado distintas categorías de grandes usuarios, los Grandes Usuarios Mayores (o GUMA) con demandas iguales o superiores a 1 MW, los Grandes Usuarios Menores (o GUME) con demandas iguales o superiores a 100 kW e inferiores a 2 MW y los Grandes Usuarios Particulares (o GUPA) con demandas iguales o superiores a 30 KW e inferiores a 100 KW.

En la actualidad en el Mercado Argentino, operan 368 GUMA, 334 GUME y 33 GUPA.

CAMMESA - ENRE

Existen otras dos instituciones de gran importancia para el funcionamiento del sector.

De acuerdo a lo previsto en el art. 35 de la ley 24065 el decreto 1192 de julio de 1992 dispuso la creación de CAMMESA sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SIN. Es una empresa de gestión privada con propósito público.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por

los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno.

Para controlar que la actividad del sector se ajuste a los principios y disposiciones establecidas en el ordenamiento legal, la Ley 24065 creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), con las siguientes funciones básicas:

- Controlar el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de los servicios de transporte y distribución de orden Nacional.
- Vigilar, fiscalizar y controlar la adecuada prestación de los servicios pudiendo imponer las sanciones que prevé la Ley
- Prevenir conductas anticompetitivas
- Establecer las bases para el cálculo de las tarifas en las concesiones de orden nacional, fijar las tarifas si correspondiere y controlar su correcta aplicación
- Determinar las bases para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución
- Reglamentar el procedimiento de sanciones y su correspondiente aplicación.

La Regulación de la Actividad de Distribución

El marco regulatorio de la distribución esta compuesta por los siguientes documentos, que constituyen el plexo normativo de la actividad de distribución:

- La Ley 24 065 y su Decreto Reglamentario N° 1398/92
- El Contrato de Concesión
- Las Resoluciones de la Secretaría de Energía y del ENRE

La Ley establece los objetivos, las políticas y los principios regulatorios generales para la industria eléctrica, y en particular los referidos a la actividad de distribución. El Decreto Reglamentario precisa el alcance de los criterios de regulación contenidos en la Ley.

El contrato de concesión es el instrumento en el cual se especifican las condiciones de la relación jurídica que se establece entre el poder concedente (en el caso, el Estado Nacional, a través del Poder Ejecutivo Nacional representado por la Secretaría de Energía) y el concesionario del servicio. En el caso particular de la distribución de energía en jurisdicción nacional, los contratos celebrados otorgan a los concesionarios, en exclusividad dentro de un área territorial determinada, el derecho (y la obligación) de distribuir y comercializar energía eléctrica por un plazo de noventa y cinco años, divididos en diferentes "períodos de gestión".

El Contrato de Concesión contiene como Subanexos, el Régimen Tarifario-Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario, el Procedimiento para la determinación del Cuadro Tarifario, el Cuadro Tarifario Inicial y las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones.

Las Resoluciones de la Secretaría de Energía son los instrumentos normativos en los que se detalla los alcances de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio Eléctrico, y constituyen los Procedimientos a los que deberán ajustarse los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Las Resoluciones del ENRE conforman las disposiciones específicas que reglamentan el cumplimiento del Contrato de Concesión.

El modelo regulatorio de la distribución se basa en el control de los resultados de las empresas. Es del tipo Price-Cap con la forma $RPI \pm X$ - donde RPI (Retail Price Index) representa el factor de actualización de las tarifas por índices de inflación de Estados Unidos, y X es el factor que resume el estímulo de la eficiencia y el estímulo a las inversiones:.

La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión, y como contrapartida está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado. La regulación comprende:

Tarifas máximas establecidas en cada revisión tarifaria por el correspondiente Ente Regulador.

Las tarifas están conformadas por dos términos, el primero es variable y esta representado por el precio estacional de compra en el MEM que incluye el costo de generación y transporte más las pérdidas reconocidas de distribución. El segundo término es prácticamente fijo y corresponde al valor agregado de distribución (VAD) que remunera la actividad de distribución, valor que se actualiza semestralmente con índices de inflación de Estados Unidos. El VAD esta 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.

Obligación del Distribuidor de Abastecer la demanda con los niveles de calidad exigidos.

Sanciones si no alcanza tales niveles de calidad independientemente que la causa que origine la interrupción sea propia de su red o se deba a una causa externa no controlable por el distribuidor. Las sanciones constituyen un sistema de incentivos que alienta a mejorar y mantener la calidad de los servicios, y tratan de reflejar el perjuicio ocasionado a los usuarios por la energía no suministrada. Las exigencias de calidad se refieren tanto a los aspectos técnicos como a los comerciales:., Calidad del producto técnico (nivel de tensión y perturbaciones), Calidad del servicio técnico (frecuencia y duración) y Calidad del servicio comercial

La obligación de abastecimiento del distribuidor, en el marco del modelo regulatorio establecido por la Ley 24.065 y sus normas complementarias, comprende dos responsabilidades básicas.

La primera esta referida a la responsabilidad de abastecer dentro de su área de concesión a los usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Consecuentemente el distribuidor esta claramente eximido de dicha responsabilidad respecto a los Grandes Usuarios. Las señales económicas que emergen de esta obligación, están orientadas hacia la expansión de la generación y del transporte en Alta Tensión y Distribución Troncal, necesaria para abastecer la demanda de los usuarios cautivos.

La segunda obligación esta referida a la responsabilidad por el servicio de redes para todos los usuarios sin excepción de su área de concesión, o sea esta responsabilidad se extiende tanto a los usuarios cautivos como a los grandes usuarios.

Todo lo anterior refleja la intención del Regulador de: incentivar al capital privado a que se comporte en forma eficiente y eficaz optimizando e incrementando la utilización de recursos en beneficio del servicio; de garantizar que la tasa de retorno no se vea afectada por incrementos de costos ajenos a la responsabilidad del concesionario; y de evitar un traspaso de costos al usuario que no condiga con sus características de consumo.

Dado que en el modelo vigente, el Estado no interviene en cuanto a las decisiones de inversión, la distribuidora para cumplimentar con las obligaciones contractuales tiene que tomar sus propias decisiones de inversión para satisfacer las niveles de calidad establecidos en su contrato de concesión, para cuyo cometido es imprescindible que la actividad de distribución sea remunerada adecuadamente.

En ese sentido el regulador estableció las disposiciones legales que deben ser respetadas en las revisiones tarifarias quinquenales, y cuya esencia es lograr que los servicios prestados por los distribuidores sean ofrecidos a tarifas justas y razonables, ajustándose a los siguientes principios:

- Las tarifas asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad del abastecimiento
- Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la obtener los ingresos necesarios para satisfacer: los costos operativos, los impuestos, las amortizaciones y una tasa de retorno similar a la de otras actividades de riesgo comparable, nacional e internacionalmente.
- En ningún caso los costos atribuibles a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otra categoría de usuarios, o sea la tarifa no debe contener subsidios cruzados implícitos.
- La tarifa máxima será determinada por el Ente en función de los indicadores de mercado que reflejen los cambios en el valor de los bienes y servicios, y que será ajustados en más o en menos por un factor destinado a estimular la eficiencia y al mismo tiempo las inversiones.
- Las tarifas así determinadas deberán permitir que el distribuidor que opere en forma eficiente pueda cubrir, los costos de explotación, financiar la renovación y la ampliación de las instalaciones necesarias para resolver la obsolescencia y satisfacer el crecimiento de la demanda de manera tal de permitir cumplimentar con la calidad de suministro, y poder obtener una ganancia razonable compatible con los activos puestos en juego y con el nivel de riesgo de la actividad.

Por dicho motivo, resulta indispensable que los procesos de revisión tarifaria se desarrollen en un marco de respeto de la seguridad jurídica y consiguientemente lo más exentos posibles de connotaciones políticas, como única manera de lograr que las tarifas que resulten permitan mantener un suministro sustentable en el tiempo asegurando las necesarias reinversiones.

III ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE ASPECTOS CLAVES EN EL PROCESO DE REFORMA Y EL MODELO DE REGULACION

La competencia junto con los cambios en la propiedad y el establecimiento del marco regulador adecuado conforman las piedras angulares de la reforma del sector.

La experiencia mundial enseña que el proceso de reforma apenas comienza con el establecimiento de la legislación; el diseño de las reglamentaciones y organismos requeridos, el entrenamiento del personal y la puesta en marcha del sistema son procesos complejos que pueden llevar mucho tiempo, que requieren asistencia técnica, además de apoyo político durante un largo período.

El punto de partida, el contexto macroeconómico y político, la secuencia de las reformas, y la forma como se resuelvan las disyuntivas condicionan en gran medida el desarrollo posterior. En ese sentido, es necesario reflexionar sobre aspectos claves que condicionan sin lugar a dudas el éxito de las reformas:

El Programa de Reformas y Privatización

Las experiencias en el mundo confirman que es muy importante para el éxito de las reformas estructurales, disponer de un programa de implementación correctamente diseñado, en el cual la privatización debiera ser la última etapa.

Esta comprobado que antes de comenzar con el proceso de privatización, es conveniente realizar las reformas estructurales y el ajuste de tarifas, con las empresas en manos del Estado y con el Ente Regulador funcionando, a fin de encausar a las empresas a que operen técnica, económica y financieramente en forma viable.

Asimismo debe considerarse que la implementación de este tipo de reformas basado en una economía de mercado, requiere, para que sea exitosa, de un estado de derecho en donde los contratos sean respetados, las instancias de apelación estén bien definidas y en donde los mecanismos para el control de monopolios funcionen correctamente.

Un aspecto importante a tener en cuenta para privatizar una industria con tanta intensidad de capital, es la conveniencia de disponer de un amplio mercado de capitales que posibilite a los inversores nacionales obtener los recursos para financiar la inversión, de manera tal que puedan competir en igualdad de condiciones con los capitales extranjeros. Es por ello necesario mejorar el funcionamiento de los mercados financieros locales, en aquellos aspectos en los que éstos han mostrado ser insuficientes para atender las necesidades de financiamiento.

Participación del Capital Privado

La incorporación del sector privado, de una forma u otra, es el elemento común a todas las reformas, y ello depende por la medida en que la credibilidad del marco regulatorio y en las instituciones logre atraer el interés de inversionistas.

El problema central del funcionamiento de la industria en manos privadas, es que al implicar importantes volúmenes de capital y al no poder retirarse el capital una vez invertido, se debe convencer a los inversionistas para que arriesgue su capital para obtener una cierta ganancia en un contexto incierto. Esto es particularmente relevante porque la ganancia del inversionista esta determinada por la regulación que se aplique sobre la industria, situación que es aún más trascendente en los mercados emergentes por el mayor riesgo país.

El riesgo regulatorio que suele enfrentar el sector privado, en gran medida consiste que una vez realizada la inversión, la tentación del gobierno es trasladar la ganancia a los

consumidores a través de una reducción de los precios por debajo de los valores económicos, o bien no reconociéndoles en tarifas los mayores costos del servicio, como ocurrió en algunos países y como esta hoy ocurriendo en Argentina y/ o imponiendo nuevos impuestos específicos. Esta demostrado que si ocurriera ello, la empresa a cargo del servicio invertirá por debajo del valor requerido rompiéndose el círculo virtuoso de la reinversión, y en ese caso el desempeño de la empresa será tan poco satisfactorio, que posiblemente la única solución será nacionalizarla nuevamente.

Debe tenerse en cuenta, que independientemente de la forma de propiedad, el Estado es en última instancia responsable de garantizar el suministro del servicio eléctrico y su intervención puede ser requerida cuando este se vea en peligro. En ese sentido, la intervención del Estado como proveedor de última instancia puede garantizar la continuidad del suministro en momentos crisis, pero puede crear importantes distorsiones que comprometan la competencia y creen barreras adicionales a la participación del sector privado.

En consecuencia, para evitar esta situación, es decisivo crear una forma de regulación eficaz, durable y creíble, que brinde por un lado los necesarios incentivos a los inversores para el logro de la eficiencia, y por otro lado que éstos tengan la certeza de que si invierten y logran los objetivos de eficiencia podrán quedarse con la ganancia que obtengan.

En este marco es importante, si se quiere impulsar con fuerza la eficiencia, es que una gran parte de los beneficios por la reducción de costos vayan al inversor de modo de incentivar nuevas mejoras en la eficiencia.

El Fomento de la Competencia

Como se dijo, la competencia es uno de los puntales de la reforma del sector.

La competencia es un medio para lograr eficiencia en los mercados, es decir: conseguir una mayor cantidad de bienes y/o servicios al menor precio para el consumidor con un mínimo de carga reguladora y un menor costo para la sociedad.

La posibilidad y el tipo de competencia están definidos por la estructura del sector, el tamaño del mercado, la cantidad de agentes participantes y la tecnología. La competencia puede darse:

En el mercado, cuando muchos agentes compiten libremente por atender un gran número de consumidores sin que sus acciones individuales afecten el mercado; o por el mercado, cuando se vende el derecho a atender un mercado o segmento del mismo, dentro de unas condiciones dadas (Contrato de Concesión).

Las características del sector eléctrico condicionan de alguna manera las soluciones posibles de introducir competencia. En general en este sector, no se cumplen integralmente con las condiciones para que exista competencia en el mercado por razones tecnológicas (redes). Sin embargo, con la ayuda de la regulación es posible establecer un “cuasimercado” para dichos segmentos.

Se considera que existe una situación de "monopolio natural" cuando un bien o servicio es producido al más bajo costo por una sola firma en el mercado. Es decir, los costos de aumentar la producción (costos marginales y promedios) decrecen a medida que se incrementan los niveles de producción.

En los mercados de estas características la competencia potencial es prácticamente inexistente debido a la especificidad de las inversiones requeridas para el sector. En efecto, que la inversión sea específica supone que una vez que ha ingresado en el mercado el nuevo competidor, no podrá recuperar la inversión que hizo en activos específicos en caso de verse obligado a salir del mismo, porque tales activos son inutilizables en otros sectores. Esto se conoce como "costos hundidos" o "costos no recuperables". Por esta razón, es que la especificidad de los activos se constituye en una poderosa barrera a la entrada al mercado.

De lo anteriormente expuesto se deduce que en sectores con características de monopolio natural no tiene sentido, desde el punto de vista de la eficiencia económica, duplicar la infraestructura. Consecuentemente para introducir competencia eliminando los incentivos a ciertas conductas anticompetitivas, es necesario desintegrar la industria en forma vertical y horizontal, no obstante que desde el punto de vista estrictamente teórico podría resultar más eficiente la integración.

La desintegración vertical permite separar los segmentos entre aquellos potencialmente competitivos en el mercado (la generación) y los que deben operar como monopolios regulados (el transporte y la distribución). La desintegración horizontal posibilita la competencia por comparación en los monopolios regulados.

Las experiencias internacionales demuestran que con introducir competencia no alcanza. Uno de los desafíos claves para el éxito del nuevo modelo competitivo lo constituye el resguardo de la competencia.

Tanto la regulación como la defensa de la competencia, son instrumentos de política pública que persiguen como objetivo que el resultado del funcionamiento de los mercados se asemeje al que surgiría de un proceso competitivo, evitando que los agentes económicos abusen de posición dominante en los mercados o se comporten de manera colusiva o impidiendo fusiones de empresas que faciliten tales conductas.

A ese efecto, la Ley Marco y las normas complementarias establecen una serie de restricciones para evitar acciones monopólicas mediante la integración vertical y/o horizontal. En ese sentido la responsabilidad de prevenir conductas anticompetitivas o monopólicas recae en el Ente Regulador.

El artículo 31° de la Ley N° 24.065 establece que: “Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante”.

Uno de los instrumentos que sirven al control de una estructura desintegrada vertical es el seguimiento accionario de las distintas unidades de negocios, a los efectos de analizar la participación de los accionistas en cada caso. Cabe aclarar que desde la vigencia de la nueva Ley de Defensa de la Competencia N° 25.156, de setiembre de 1999, los análisis de concentración se llevan a cabo en cada

oportunidad de adquisición de una unidad de negocio por parte de determinado grupo económico a los fines consultivos de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia y/o la Secretaría de Defensa de la Competencia y el Consumidor.

Por otra parte, el artículo 32° de la Ley N° 24.065 apunta a mantener desintegrados horizontalmente a los distintos segmentos del mercado eléctrico y dice: “*Sólo mediante, la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse con un mismo grupo empresario o fusionarse*”.

También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente.

Cabe asimismo recordar, que el resguardo de la competencia en el ámbito del Gran Buenos Aires encuentra sustento en el decreto 714/92, que en uno de sus considerandos consigna: “Que resulta conveniente delimitar y definir, dentro de la zona cuyos servicios públicos de electricidad se encuentran sujetos a jurisdicción nacional [...], las áreas de concesión para cada una de los dos (2) unidades de negocio independientes a constituir, a los efectos de permitir la existencia de criterios de comparación de las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en cada área, provocando como reflejo de ello que el concesionario preste un servicio de mayor calidad a sus usuarios.”

Competencia en el Segmento de la Generación: En la actividad de generación tan competitiva y sujeta a riesgo, en la que los actores compiten en el mercado por abastecer la demanda, son las señales de precios que produce el modelo y su permanencia en el tiempo, las que movilizan los proyectos de inversión en generación.

La competencia en el segmento de la generación ha sido importante en el mercado argentino, debido a las alternativas que brinda la abundancia de gas natural y al cuidado que se tuvo durante el diseño de la regulación que alentó la instalación de un gran número de unidades con tecnologías de última generación. Se conformó de esta manera uno de los mercados mayorista más competitivos y eficientes del mundo, lográndose una baja sostenida de los precios en el MEM.

De acuerdo a los principios, criterios, modelos y metodologías definidas en LOS PROCEDIMIENTOS, las unidades de generación del MEM son despachadas económicamente por CAMMESA a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible. En este criterio de Despacho Económico basado en declaraciones de costos sujetos a un Price-Cap, y a una regulación que prácticamente no pone barreras al ingreso de nueva generación, descansa en gran medida el éxito de competencia alcanzado en el mercado de generación.

Sin embargo debe señalarse, que no alcanza con que se verifique la existencia de un gran número de actores que compiten en el mercado, es necesario además analizar las características y conductas del sector para determinar el eventual ejercicio de poder de mercado en el mercado spot. En ese sentido, es esencial evaluar las estrategias posibles para la extracción de rentas monopólicas por parte de las

generadores, tanto en lo referente a la manipulación de precios como a la de cantidades ofertadas.

Al respecto, si bien como se dijo en el mercado Argentino hay un gran número de generadores, solo una reducida parte, unidades marginales, son lo que fijan precio.

Una de las potenciales estrategias, podría ser la de ejercer poder de mercado a través de la reducción en la disponibilidad declarada, que serán absorbidas por la demanda inelástica a precios mayores a los económicos. Con la menor disponibilidad declarada, se hace ingresar al sistema más generadores, cada uno de ellos con precios más altos sucesivamente, que permitirán obtener rentas más altas. En estos casos, el precio de mercado será superior al competitivo, exclusivamente motivado en la reducción de la disponibilidad.

Otras estrategias orientadas a la especulación en la declaración de costos por parte de los generadores, se ven en parte limitadas por el hecho que las declaraciones se realizan en forma semestral (con eventuales redeclaraciones si hay apartamientos superiores al 5%), lo que reduce el margen para especular.

Debe señalarse, que las mencionadas estrategias anticompetitivas, podrían verse alentadas y agravadas en un sistema de declaración libre de precios (mucho más cuanto menor sea el período de declaración por las oportunidades que se generan) por la magnitud de las extra-rentas que potencialmente pueden ser obtenidas.

En ese sentido, a los fines de desalentar potenciales conductas anticompetitivas en el mercado de generación, y más allá del debido control de la Autoridad, es necesario incrementar la participación activa de la demanda en la formación del precio a efectos de aumentar su elasticidad en el corto plazo.

Otros aspectos que pueden afectar la competencia son: la integración gas -electricidad, las restricciones de transmisión que permiten a algunos generadores tener una posición dominante en el mercado; disposiciones para la ampliación del Sistema de Transporte que distorsionan las señales de precios, la debilidad y/o falta de legislación de las instituciones antimonopólicas; distorsiones en la operación sistema, etc..

En el mercado de gas natural en Argentina existe, todavía un alto nivel de concentración en su comercialización (50% YPF). De aquí la necesidad de que exista una coherencia en los marcos reguladores y estructura entre los sectores de electricidad y gas. Si no existe una coherencia entre estos dos sectores, se puede atentar contra las ganancias generales en eficiencia logradas con los procesos de reestructuración y privatización.

Competencia en el Segmento de Distribución: En el sector de distribución de naturaleza monopólica, la regulación debe dar las correctas señales para que las empresas sean direccionadas al logro de la eficiencia emulando la competencia.

Es decir, las tarifas se deben corresponder con los precios que se producirían en el caso que el mercado fuese libre y competitivo, o sea deben reflejar el costo económico que tiene la distribuidora para la prestación del servicio eléctrico.

En ese sentido la regulación con Price-Cap tiene propiedades incentivadoras mucho más atractivas para el logro de la eficiencia, que la regulación por Tasa de Retorno o Costo de Servicio, sistema por el cual hay pocos incentivos para bajar los costos. La aplicación de la regulación por Price-Cap en las empresas de distribución de Argentina ha permitido lograr significativas mejoras en los niveles de eficiencia.

El objetivo de la búsqueda de eficiencia, puede ser alcanzado razonablemente cuando el regulador puede contar con múltiples empresas entre las cuales realizar comparaciones. Para ello el regulador puede recurrir al benchmarking y/o a la competencia por comparación.

El benchmarking implica la recopilación y análisis de información sobre un grupo de empresas nacionales e internacionales similares, con el objeto de obtener conclusiones sobre lo que sería una meta realista para el nivel de costos de una empresa eficiente que la empresa puede razonablemente alcanzar, y fija los precios sobre esta meta de costos.

La competencia por comparación significa situar a empresas similares en competencia respecto de sus niveles de costos, aun cuando no compitan efectivamente en el mismo mercado, pero si es indispensable para que sea efectiva que estén reguladas por un mismo Ente. En dicho marco, los costos permitidos a trasladar a tarifas surgen de una ponderación dada de los costos de todas las empresas (por ejemplo el promedio). Como las empresas tienen incentivos a reducir sus costos por debajo del valor de costos reconocidos (promedio) dado que pueden adueñarse de la diferencia, con el tiempo el promedio de costos va disminuyendo hacia un nivel de eficiencia creciente.

Va de suyo, que para que la competencia por comparación sea efectiva, el número de empresas involucradas en la comparación debe ser relativamente grande. Si el número es pequeño los valores de costos que resultan son estadísticamente poco representativos, y por otra parte, se incrementa el riesgo de colusión.

En esa dirección, la potencial aplicación de la competencia por comparación en el ámbito nacional fue uno de los argumentos que sustentaron la decisión del ENRE (sobre la base de las recomendaciones efectuadas por la Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor) de disponer que la empresa Endesa que se desprendiera de la titularidad de todas las acciones de su propiedad en una de las dos sociedades controlantes de las distribuidoras Edenor y Edesur (Res. ENRE No. 0480/2000).

En nuestro país, la implementación de la competencia por comparación enfrenta el problema que en la mayoría de las provincias sólo existe una empresa distribuidora que es regulada por un Ente de jurisdicción provincial individual, lo que prácticamente inviabiliza su aplicación.

El Proceso de Desregulación del Mercado: El objetivo exhibido como más relevante en los países precursores en materia de desregulación, como Noruega, Reino Unido de Gran Bretaña y Nueva Zelanda, es el de promover competencia para reflejarla sobre todo en los precios mayoristas

En menor medida, en dichos países resultó de interés incorporar competencia en otros servicios que

tradicionalmente son provistos por el distribuidor como ser entre otros, los servicios de medición, y sus asociados en cuanto a instalación, control, provisión etc.; la recolección y el procesamiento de la información referida a clientes; los procesos de facturación, cobranzas y alternativas de financiación; la provisión de distintos tipos de reserva; calidades diferenciadas, etc.

Desde el comienzo de la transformación del sector eléctrico de Argentina, la Secretaría de Energía, para incentivar la competencia, impulsó la reducción de la barrera de ingreso de los usuarios al Mercado Mayorista, hasta llegar a los 30 kW requeridos en la actualidad

Adicionalmente se creó mediante el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 186/95 la figura del comercializador, habilitado para comprar energía a generadores del MEM y venderla a distribuidores o grandes usuarios, con el objeto de dinamizar aún más la competencia.

Debe señalarse que la creciente desregulación afecta los derechos de comercialización otorgados por el poder concedente a las empresas distribuidoras tanto del orden nacional como del provincial.

En vista de la eficiencia alcanzada por el mercado mayorista en Argentina en términos de precios, y del mecanismo de pass-through del precio de compra mayorista previsto en las tarifas, no sería esperable que el proceso de desregulación de la comercialización minorista alcance en el futuro un mayor desarrollo. Ya finalizados los contratos transferidos con la privatización, que implicaban mayores costos para los clientes, y una vez que se eliminan las asimetrías impositivas, los usuarios no obtendrían prácticamente beneficios de menores precios para pasarse al mercado desregulado.

Por el contrario, la extensión de la desregulación demandará importantes costos de implementación que serán soportados en definitiva por los usuarios finales, sin que se produzca ninguna mejora real en la calidad de servicio percibida por los usuarios.

Planeamiento Indicativo: Un importante resultado de la introducción de la competencia en el sector eléctrico ha sido el abandono del antiguo planeamiento normativo centralizado de la expansión por parte de la Secretaría de Energía, y su reemplazo por un planeamiento indicativo en el ámbito central y con la planificación estratégica en el ámbito de las empresas.

El planeamiento indicativo es un adecuado instrumento de apoyo al manejo de política y a la transparencia del mercado brindando información a eventuales inversionistas, así como la identificación de posibles cuellos de botella.

En el ámbito individual cada empresa define su participación en el mercado estudiando cuidadosamente su evolución ante escenarios de comportamiento de la competencia.

La integración de mercados: La competencia potencia la interconexión física y permite la verdadera integración de los mercados.

Las interconexiones eléctricas y gasíferas entre países vecinos que se han realizado y se prevén realizar han probado ser en su mayor parte ventajosas para los participantes.

Pero es la presencia de la competencia, la que permite verdaderamente crear un mercado energético común. Cuando los mercados son pequeños las posibilidades de competencia están limitadas por las economías de escala y/o por el número de actores en el mercado.

Una verdadera integración de los mercados energéticos requiere de una armonización de las estructuras de los sectores, de los marcos reguladores y de políticas y procedimientos. Así, para garantizar la competencia, es necesario armonizar las políticas de competencia generales, compras estatales, impositivas y de subsidios; es necesaria la desintegración vertical de la industria y el libre acceso a todas las actividades de la industria para todos los participantes en el mercado; aranceles comunes bajos para los insumos requeridos; liberalización del comercio de servicios.

Para facilitar las transacciones es preciso armonizar los marcos legales, jurídicos y reguladores; las políticas y regulaciones ambientales; y crear mecanismos que garanticen la convertibilidad de la moneda.

Finalmente, para la gestión integrada es preciso contar con organismos reguladores comunes, instancias de resolución de conflictos, y de mecanismos que permitan las transacciones y centros regionales de despacho.

IV. PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO ARGENTINO

En la actualidad, a pesar de lo exitoso del modelo de regulación implementado en el sector eléctrico argentino, su supervivencia esta amenazada.

Un primer aspecto a señalar, de naturaleza estructural del modelo y que amerita una solución regulatoria en el mediano plazo, son los problemas que no se resolvieron cuidadosamente en la etapa inicial de la reforma, y que constituyen una señal de alerta sobre futuras dificultades en el sector, como ser:

- Insuficiente desarrollo del mercado de Contratos debido a que el precio spot se concibió como el precio de referencia en el Mercado Mayorista, y consiguientemente es el que se autoriza traspasar a tarifas de los usuarios, estabilizado cada tres meses (Precio Estacional).
- Paralización de las inversiones en generación. Como consecuencia de la aplicación de una normativa basada en el precio spot y el empleo de criterios de cálculo que provocan una baja desmedida en dicho precio, se genera un desalineamiento con el costo de desarrollo de la oferta de generación que dificulta la realización de nuevas inversiones, y que además conlleva a que las inversiones ya realizadas no sean sustentables.
- Esta situación lleva a que el negocio de generación entre en crisis, llevando a que algunos emprendimientos se tornen económica y financieramente inviables, lo que puede llevar, como instancia final, a la concentración de la industria y a una eventual afectación de la competencia. Riesgo de desabastecimiento asociado con los niveles de baja inversión mencionados. Demora en el tratamiento de proyectos vinculados a la integración regional que genera incertidumbre en las decisiones de inversión.
- Dificultades para que se concreten expansiones del sistema de transmisión

- Dificultades en los procesos de revisión tarifaria motivados por la politización de los mismos

Un segundo aspecto a señalar, de naturaleza coyuntural y exógena a la regulación eléctrica que requiere una solución inmediata, es la problemática originada con la promulgación de la Ley N° 25.561 (Ley de Emergencia) del 9 de enero de 2002, que ha abandonado la relación de convertibilidad vigente en el país desde el año 1991, y ha decidido unilateralmente una modificación sustancial de ciertas condiciones primordiales de los contratos de concesión. Todas estas medidas inciden negativamente sobre la industria eléctrica en general, impactando negativamente sobre la rentabilidad de las empresas.

Recientemente el Estado Nacional, a través de la Ley N° 25561, declara la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en la Ley, hasta el 10 de diciembre de 2003.

La mencionada Ley estatuye, la derogación de la Ley de Convertibilidad que fijaba la paridad 1 a 1 con el dólar estadounidense estatuyendo la devaluación del peso; el establecimiento de las tarifas de los servicios públicos en pesos a la relación de cambio \$1 = US\$ 1 cuando se basaren en ajustes en moneda extranjera, la prohibición de introducir cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio y autoriza la renegociación de los contratos de servicios públicos.

En función de las atribuciones conferidas, el Poder Ejecutivo mediante el Decreto N° 71/2002 y el Banco Central de la República Argentina "A 3425 "y sus modificatorias, establecieron un tipo de cambio oficial de \$ 1, 40 por dólar estadounidense para determinadas operaciones de comercio exterior y otro libre para el resto de las transacciones. Posteriormente, durante febrero de 2002, el Decreto N° 214/2002 de Reordenamiento del Sistema Financiero, el Decreto N° 260/2002 y otras normas y resoluciones complementarias introdujeron cambios a la normativa vigente a ese momento, cuyos aspectos principales son los siguientes:

a) Se dispuso la unificación del mercado de cambios en un mercado libre, por el que se negocian las operaciones cambiarias, requiriendo en ciertos casos autorización del BCRA. A la fecha la cotización del dólar estadounidense en el mercado libre oscila entre 2,40 y 2,50 pesos por dólar, tipo vendedor.

b) Se restringió la libre disponibilidad de fondos depositados en las instituciones financieras.

c) Se estableció la pesificación de los depósitos al tipo de cambio \$1,40 por cada dólar y de las obligaciones en dólares contraídas con el sistema financiero hasta el 6 de enero de 2002, al tipo de cambio \$1 por cada dólar. Los depósitos y deudas pesificados se actualizarán posteriormente por un coeficiente de estabilización de referencia ("CER"), más una tasa de interés mínima para los depósitos y máxima para las obligaciones con el sistema financiero, establecidas por el BCRA.

d) Se estableció la pesificación de todos los contratos privados celebrados al 6 de enero de 2002 a un tipo de

cambio de \$1 por cada dólar y su posterior actualización por el CER, en los mismos términos indicados en el inciso c).

El Artículo 9° de la Ley 25561 autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, debiéndose tomar en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

El Poder Ejecutivo Nacional, tal cual lo previsto en el Artículo 9 de la Ley 25561 promulgó el Decreto N° 293 que encomienda al Ministerio de Economía la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, y crea para ese cometido la Comisión de Renegociación para asistir al Ministerio de Economía conformada por diversos sectores, incluyendo usuarios y consumidores designados por el PEN. El Ministerio de Economía deberá convocar a las empresas prestatarias, asociaciones de consumidores y a los entes de regulación y control para contar con información y opinión.

En dicho marco legal y en un contexto de creciente deterioro socioeconómico, las empresas deberán emprender las negociaciones pertinentes con el Estado, a efectos de proteger la rentabilidad de los respectivos negocios. En ese sentido, las perspectivas con relación a los resultados de la renegociación del Contrato de Concesión son muy inciertas, en especial respecto a la evolución futura de las tarifas sobre la base del reconocimiento de los mayores costos y exigencias de calidad de servicio.

También existe incertidumbre en lo concerniente a la instrumentación del pago de la deuda externa privada, ya que el Gobierno se encuentra aún analizando políticas complementarias, que en ciertos casos podrían modificar medidas inicialmente tomadas. Como consecuencia de los efectos de la devaluación sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera se generó una diferencia de cambio negativa que afecta la rentabilidad de las empresas

En particular en lo referente a la actividad de distribución, la alteración de las reglas generales de funcionamiento del sector eléctrico, el congelamiento y pesificación 1 a 1 de las tarifas, sumados a la significativa devaluación del peso argentino que generó la pérdida de la estabilidad de precios y por ende toda referencia de costos económicos, han suscitado una serie de problemas que tienen consecuencias muy negativas sobre la ecuación económica- financiera y que generan incertidumbre, tales como:

Prácticamente la totalidad de las actividades y procesos técnicos, comerciales, administrativas y financieros se encuentran afectados por la indefinición en los valores de costos, lo que perjudica el desarrollo de la actividad. La incipiente salida de la convertibilidad mediante la devaluación del peso, impide contar con un valor del dólar estable, necesario para valorizar los insumos que no se producen en el país. Adicionalmente, no existen nuevos precios de referencia de aquellos insumos nacionales que compiten con los de proveedores del exterior. A todo ello debe sumarse una eventual renegociación de los contratos de los proveedores de *servicios ya que sus estructuras de costos se han visto afectadas.*

- El proceso de revisión tarifaria esta en una etapa de indeterminación, siendo pospuesta sin fecha por el Ente Regulador la presentación de la Propuesta Tarifaria para el período que va del 1° de setiembre de 2002 al 31 de octubre de 2007. La postergación fue solicitada por los distribuidores con motivo de la renegociación de los contratos, debido a que no se pueden adoptar criterios y premisas válidas sobre las cuales se sustente y que garantice, en el contexto actual, el reconocimiento de costos económicos y una rentabilidad justa y razonable
- Es incierta la evolución futura de las tarifas y exigencias de calidad sobre la base del reconocimiento de los mayores costos de inversión y explotación provocados por la devaluación.
- Se ha generado un cuadro inflacionario con un sostenido incremento del índice de precios al consumidor y de precios mayoristas y cuya derivación es difícil de estimar
- En el mercado inmobiliario se han paralizado las operaciones por desaparición de la oferta en el mercado, lo que afecta el desarrollo de las obras.
- Se desconoce el alcance de la reforma fiscal anunciada por el Ministro de Economía para el próximo año 2003, y por ende no se puede precisar el impacto que podrá tener en la estructura de costos.
- La profunda y prolongada crisis socioeconómica y política por la que atraviesa el país, con límite imprevisible, afecta notoriamente la rentabilidad esperada de las compañías debido al sostenido aumento del nivel de pérdidas no técnicas y del nivel de morosidad / incobrabilidad de la clientela, así como también por la sensible retracción en el consumo de electricidad.
- El financiamiento externo se ha visto limitado por la dificultad para cumplir con algunas de las obligaciones en moneda extranjera en tiempo y forma, debido a las restricciones impuestas por el Gobierno Argentino. En ese sentido existe incertidumbre sobre la evolución futura del costo esperable de la deuda, debido a la inexistencia transitoria de todo tipo de financiamiento (externo o interno).
- Con respecto al costo de compra mayorista, es necesario que el gobierno ratifique la continuidad del traspaso (pass through) del mencionado costo a los clientes finales. Si bien la ley 25.561 no prohibiría los ajustes por incrementos de precios de compra, también podría interpretarse que el espíritu de la norma es que no se produzcan incrementos de las tarifas, con lo cual quedaría eliminado el mecanismo de pass-through
- Crítica situación de cobranzas en el MEM por el alto riesgo de ruptura de la cadena de pago debido a : i) no existe posibilidad de recaudar en pesos la totalidad de la facturación de los usuarios finales ya que un elevado porcentaje (en algunos casos supera el 50%) es cobrado en bonos y estos no son aun aceptados por los acreedores; ii) no existen posibilidades de obtener financiación bancaria; iii) por las causas anteriores la mora es generalizada de todos los agentes deudores del MEM

Por todo lo anterior es perentorio e imprescindible restablecer el equilibrio financiero de caja de las empresas en el corto plazo, autorizándose una tarifa acorde con dicho

requerimiento. El incremento tarifario deberá permitir hacer frente a los gastos de explotación e inversiones y al pago de compromisos financieros impostergables.

Ello permitirá continuar con el proceso de renegociación de las condiciones contractuales, sin entrar en una situación de colapso que impida a las empresas distribuidoras hacer frente a sus obligaciones como prestadoras del servicio público de distribución de energía eléctrica.

En el mediano plazo es menester recuperar progresivamente el nivel económico de la tarifa que surge de los Contratos de Concesión (relaciones entre precios, calidad y derechos y obligaciones) a fin de evitar el desfinanciamiento y quiebra de las empresas.

Adicionalmente a la problemática del sector distribución, esta el impacto de la Ley de Emergencia Pública sobre el sector generación, mas específicamente sobre la declaración de los costos variables de producción debido al efecto de la devaluación del peso sobre el precio de los combustibles.

En ese sentido la Resolución Secretaría de Energía N° 8/2002 establece una serie de disposiciones que están destinadas a adecuar, en forma urgente y prioritaria, LOS PROCEDIMIENTOS en los aspectos vinculados con la sanción de precios en el Mercado Spot, con el objeto de preservar la sustentabilidad de la actividad de generación en el actual contexto macroeconómico. Por la misma la Autoridad reconoce que el dólar estadounidense es la moneda de representación de ciertos costos variables de producción, entre los que deben incluirse los combustibles líquidos por ser bienes transables, ciertos repuestos de origen externo y los contratos de mantenimiento de largo plazo establecidos en moneda extranjera con los proveedores de los equipos.

El principio de reconocimiento de los mayores costos de provocados por la devaluación del peso, tanto combustibles como no combustibles, puede considerarse como un antecedente positivo y perfectamente válido para la distribución, y que bien podría aplicarse para lograr el reconocimiento en tarifas de los mayores costos de operación y mantenimiento.

Sin embargo, la compleja problemática por la que atraviesa el sector eléctrico en general y el segmento de la distribución en particular que ha sido hasta aquí descrita, agravada por un marco socioeconómico por demás crítico, genera un cuadro con perspectivas poco favorables que torna muy incierta su resolución en un plazo mediano.