

III.- EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL.

Si bien, como se verá en el apdo. 2.2 del cap. V, incumbe a las autoridades locales organizar y regular la prestación del servicio eléctrico domiciliario, la evolución del régimen legal del sector muestra -como en otras áreas de políticas públicas- una tendencia a la nacionalización o federalización, incluso más allá de lo que correspondería en virtud del carácter interjurisdiccional de las actividades involucradas.

De tal modo, el MREN se configuró como una forma de derecho administrativo federal (ver apdo. 2 del cap I).

Más aún, el MREN se internacionalizó. En efecto, desde “los ochenta”, se hicieron frecuentes los tratados y protocolos internacionales en materia de intercambios energéticos con los países vecinos. Esta “internacionalización” se agudizó desde “los noventa”. Así, desde 1991 se avanzó en la integración energética en el marco del Mercosur. Lo anterior se explica en detalle en el cap. XVII. Además, desde 1992 entraron en vigencia los TPPRI (con la consiguiente intervención del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones -CIADI-), los que se describen en el apdo. 11 del cap. IV. Finalmente, tuvo gran trascendencia la incorporación, en 1994, al sistema legal argentino, con rango constitucional, de los tratados internacionales para la protección de los derechos humanos (con la consiguiente intervención de la Corte Interamericana de Derechos Humanos -CIDH-).

1. Las etapas históricas según Dromi. Relatividad de la división.

A continuación se describen las grandes etapas en que puede dividirse la historia del régimen legal del sector, siguiendo la división propuesta por Dromi.¹ Las etapas en que se divide la evolución histórica, con todo, son relativas. En efecto, si bien, por ejemplo, es cierto que, inicialmente, el régimen legal del sector fue municipal y luego pasó a ser objeto de

¹ La exposición que sigue fue estructurada en base a la informada referencia histórica que efectúa el Dr. Dromi en su obra *Derecho Administrativo Económico*, p. 110 y sgtes. Puede encontrarse otra perspectiva en “*Constitución y energía eléctrica: evolución de la regulación del sector eléctrico (1850-1980 / 1990-2010)*” (Palacio, Mariano; Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería, Abaco, 2014-1-133-193 y 2014-2-53-136).

reglamentaciones de orden provincial y nacional, no es menos cierto que, actualmente, subsisten reglamentaciones municipales que afectan la prestación del servicio, sobre todo en las Provincias. Por otra parte, si bien en 1990 se produjo un cambio radical en el paradigma regulatorio, en función del cual se traspasó al sector privado la iniciativa en cuanto a la construcción y operación de las instalaciones del sector, no es menos cierto que las dos principales centrales de generación que operaban en el ámbito nacional (Yaciretá y Salto Grande) permanecieron en el sector público, obviamente por su carácter binacional.

La emergencia y la legislación de emergencia, son, por definición, transitorias², más allá de que el abuso de este recurso por las autoridades ha llevado a algunos autores a hablar de la “emergencia perpetua” (sin duda la emergencia decretada en enero de 2002 y vigente por lo menos hasta diciembre de 2017, sino perpetua, cuanto menos excede largamente el plazo de duración de una emergencia). Esa impronta de “emergencia plus” es notoria en el caso del MREN. En efecto, en él, la emergencia alumbró sus cambios más dramáticos, como los que sufrió el mismo por efecto de dos leyes de emergencia, la n° 23.696 y la n° 25.561. Según veremos, la primera reemplazó el sistema estatista e integrado vigente desde mediados del siglo veinte por un sistema mixto (donde el Estado Nacional se reservó la titularidad de las centrales hidroeléctricas Yaciretá y Salto Grande, la reglamentación del sistema de precios mayoristas -a través de la SE- y el control de las tarifas minoristas y la prestación del servicio -a través del ENRE-) y segmentado (mediante la diferenciación entre las actividades de generación, transporte y distribución). La segunda dio lugar a la intervención del referido sistema de precios implantado en 1992 como resultado de la emergencia de 1990 y conformado por los Procedimientos de CAMMESA y las tarifas minoristas, provocando una radical desfinanciación, requiriendo de cuantiosos subsidios, quedando de tal modo en la misma lamentable situación que otros servicios públicos virtualmente

² Ver apdo. 5.3 del cap. IV; Ver también Maljar, Daniel Edgardo, “*Antecedentes jurisprudenciales de la CS sobre el derecho de emergencia. El principio de razonabilidad utilizado como límite*”, E.D. 197-799; Quiroga Lavié, Humberto, “*Aspectos económicos de la emergencia: Argentina competitiva*”, Revista De Derecho Publico, 2002-1-127; Sagües, Néstor P, “*Conexiones entre la declaración del Estado de emergencia económica en el derecho constitucional argentino y en el Pacto de San José de Costa Rica. Su control judicial*”, L.L. 2004-A-1318.

intervenidos como el servicio de transporte de corta distancia en la ciudad de Buenos Aires.

1.1. Intervención Municipal.

Esta etapa comenzó en 1886 y finalizó en 1937. Inicialmente, el servicio eléctrico se reducía al alumbrado, y se encontraba a cargo de particulares, bajo un régimen de total libertad.

Dentro del estado, fueron las municipalidades quienes, en primer lugar, se ocuparon de organizar el servicio público eléctrico, otorgando las primeras concesiones, las que se caracterizaban por la gran libertad de acción de que gozaba el concesionario. Durante esta primera época, en la que se destacó la celebre concesión de la CATE³, otorgada en 1907 por el plazo de 50 años y transferida a la CHADE (de capitales españoles) en 1921, se formó el primer cuerpo de doctrina sobre la concesión de servicios públicos y sus variados aspectos.⁴

En 1912, la CIAE (Compañía Italo Argentina de Electricidad) comienza a atender una porción de la ciudad de Buenos Aires⁵. En 1930, la Electric Bond and Share Company se convierte en propietaria de la mayoría de las usinas del país, previamente adquiridas por el denominado Grupo Herlitzka, las que pasaron a operar bajo cinco sociedades anónimas, agrupadas bajo la sigla ANSEC (CELA, CELN, CELS, CELE y CELC).⁶

Como primera reacción a la explotación del servicio eléctrico por sociedades de capitales extranjeros, a partir de 1927 se comienzan a constituir las cooperativas de servicios eléctricos, conocidas como usinas populares.

³ Esta compañía absorbió, en 1901, a las distintas firmas privadas que operaban las primeras usinas instaladas en el país (Bastos-Abdala, Transformación del sector eléctrico Argentino, p. 7).

⁴ Citados por Dromi (op. cit.): Avellaneda, Tristán *“La concesión de servicios públicos: inalterabilidad de la tarifa. Limitación constitucional al ejercicio de los poderes de la administración”*, Superpress, 1945; Ramos, Juan Pablo *“Ensayo jurídico y social sobre la Concesión de Servicios públicos”*, 1937; Roth, *“El problema de las tarifas eléctricas”*; Del Río, *“El servicio público de electricidad de la ciudad de Buenos Aires”*; Bullrich (JA, 51-17), Uriburu (JA 52-29); Zárate, *“El control de las concesiones de servicios públicos”*. También, el Congreso de Abogados de Tucumán, de 1936, trató por primera vez en forma orgánica dicha cuestión.

⁵ Bastos-Abdala, Transformación del sector eléctrico Argentino, p. 7.

⁶ Del Río, *“Evolución del servicio público de electricidad”*.

En 1936, tanto la CADE como la CIAE obtuvieron prórrogas de 40 años en sus respectivas concesiones, las cuales serían objeto de controversias en el futuro⁷. Esta etapa estuvo signada por los casos de corrupción y privilegios indebidos.⁸

1.2. Intervención Provincial.

Al vencimiento de las primeras concesiones, otorgadas por las Municipalidades, y con motivo de la renovación de las mismas, se produjeron enfrentamientos entre las sociedades extranjeras concesionarias, las cooperativas y las mismas municipalidades. Ante la creciente magnitud del fenómeno, las Provincias toman intervención en la actividad, mediante el dictado de diversas leyes, y se constituyen en titulares de las concesiones del período anterior. Sobre este particular, cabe anticipar que se han producido numerosos conflictos, dentro de las Provincias, respecto de la titularidad del poder concedente del servicio eléctrico, entre las reparticiones provinciales, por un lado, y las diversas municipalidades y cooperativas locales. Como hito dentro de este proceso de provincialización, se destaca, en la Provincia de Buenos Aires, la ley 4.742, de 1939. Esta ley creó un nuevo régimen, al que quedaron sujetas las concesiones otorgadas hasta entonces. Fue en virtud de tal ley y similares, que, a partir de 1943, se decretó la caducidad de numerosas concesiones.

1.3. Intervención Nacional.

1.3.1. Construcción y operación por el Estado.

El Gobierno Nacional pasa a asumir no sólo la supervisión, sino también la prestación, del servicio público eléctrico, y pasa también a ocuparse de la construcción de las ampliaciones del sistema eléctrico argentino, principalmente a través de Agua y Energía, y luego por intermedio de Segba e Hidronor.

Así, el Estado nacional adquiere varias de las compañías que prestaban el servicio, tales como la CADE, el ANSEC y SUDAM. En el marco creado por la ley 14.772, Segba, en 1958, reemplaza a la CADE, dándose el primer caso de prestación del servicio eléctrico local por una repartición nacional en el territorio de una Municipalidad (la ciudad de Buenos Aires) y una Provincia (Buenos Aires). En este fenómeno, tuvieron decisiva influencia una serie de conflictos. En primer lugar, la marcada insuficiencia

⁷ Bastos-Abdala, *"Transformación del sector eléctrico argentino"*, p. 7.

⁸ Del Río, *"Evolución del servicio público de electricidad"*.

de la infraestructura que, ante el crecimiento de la demanda, derivaba en frecuentes cortes de suministro; ante tal situación el Estado nacional tomó cartas en el asunto, nacionalizando el servicio eléctrico en la ciudad de Buenos Aires, con el argumento de que el tendido eléctrico se había extendido a través de distintas jurisdicciones, pero formando un sistema integrado de generación y distribución, e invocando los antecedentes de las leyes 5.156 de la Pcia. de Bs. As. y 3.644 de la Pcia. de Santa Fe. Por otra parte, se habían multiplicado los pleitos promovidos por el Estado Nacional sobre la prórroga del plazo de la concesión de la CADE (ver apdo. 1.1 de este capítulo). Ante la lentitud del trámite judicial y la urgencia en resolver la crisis energética, el gobierno nacional celebró en 1958 un convenio con la CADE y la CEP, por el cual se constituyó SEGBA.⁹

Fuera de la ciudad de Bs. As. los servicios eléctricos eran prestados por pequeñas compañías privadas bajo supervisión de las reparticiones locales, pero ante la industrialización producida en la década del 40, la oferta de energía se tornó insuficiente. En tales circunstancias, el Estado también adoptó un rol protagónico. En consonancia con las ideas intervencionistas predominantes, a partir de 1943 las diversas Provincias que se habían convertido en concedentes de las concesiones vigentes dispusieron el rescate de las mismas. Concordantemente, surgen DEBA (en Bs. As.), EPEC (en Córdoba) y DPE (en Mendoza), que reemplazaron a las compañías extranjeras en la prestación de los servicios. También, en 1957 surge Agua y Energía, por medio del Dec. 14007/57, como resultado de la transformación de la Empresa Nacional de Energía (ENDE). Dicha entidad se constituyó en el principal brazo ejecutor de la política eléctrica del gobierno nacional. Empero, sufrió interferencias políticas, que tornaron inadecuados sus cuadros tarifarios. A ello se sumaron los continuos conflictos con las autoridades locales.¹⁰

Con el fin de superar tal estado de cosas, y ante la necesidad de llevar a cabo inversiones de gran magnitud, cuyo objetivo era la conformación y mejoramiento de la red nacional interconectada de transporte de energía

⁹ Lanata, Jorge; *"Argentinos 2"*, p. 57 y sgtes.

¹⁰ Bastos-Abdala, *"Transformación del sector eléctrico Argentino"*, p. 10 y 11.

eléctrica, y luego de un año de intensos debates¹¹, el Congreso Nacional sancionó, en Septiembre de 1960, la ley 15.336 (M-521). Ésta consagra, por primera vez en forma integral, el principio del desdoblamiento entre la titularidad de ciertas instalaciones, correspondiente a las Provincias, y las autoridades con jurisdicción sobre las mismas (del orden nacional). Su finalidad era sujetar ciertas actividades de la industria eléctrica a jurisdicción nacional, con el objetivo primordial de dar bases sólidas al desarrollo, por el Estado Nacional, de una política energética de alcance nacional, que requería una dirección unificada y una absoluta coordinación. A partir de este momento, el Estado Nacional se convierte en actor del proceso electroenergético y las Provincias en espectadoras. La ley 15.336 (M-521), en tal sentido, estableció en su art. 1 que quedaban sujetas a sus disposiciones *“las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional; con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales.”* Puede verse que, con criterio finalista, la ley somete a sus disposiciones las actividades que tengan como objetivo, es decir que estén destinadas a, la generación, transformación, transmisión o distribución de electricidad. Agrega que ello será así, cuando tales actividades correspondan a la jurisdicción nacional. El art. 6 de la ley se encarga de establecer en qué casos tales actividades corresponden a la jurisdicción nacional (v/apdo. 4.2.2 del cap. V).

Por su parte, la ley 17.004 sujetó a jurisdicción nacional las instalaciones del servicio de energía eléctrica operadas por Agua y Energía, que se encontraban en territorio provincial, y en muchos casos se vinculaban con la distribución domiciliaria de energía eléctrica.

En 1967, a través de la ley 17.574, es creada Hidronor, con el objeto de ejecutar el aprovechamiento de los ríos Limay y Nequén, cuyo estudio había sido encarado por Agua y Energía. El éxito de este emprendimiento se debió a la independencia de los cuadros técnicos que acometieron la obra (de las consabidas influencias “políticas”) y al estricto control impuesto por

¹¹ Para comprender el voltaje alcanzado en los debates, es recomendable la lectura del artículo *“La Ley Nacional de la energía eléctrica”*, publicado por Del Río, Jorge en LL 99-981.

las entidades que financiaron el proyecto. Durante 15 años, hasta 1981, Hidronor registró ganancias y, hasta diciembre de 1983, cumplió puntualmente con el servicio de su deuda. A partir de 1983 se produjeron asimismo numerosas dificultades en la ejecución de las obras pendientes (por ejemplo, el aprovechamiento Piedra del Águila, que recién pudo ser concluido en 1993).¹²

1.3.2. Operación y construcción por particulares.

La Argentina se encontraba en 1989, como a principios del siglo XXI, en estado terminal, con la administración pública, el sistema financiero y el aparato productivo en estado agonizante. Como es tradicional, la dirigencia reaccionó en forma extemporánea, acuciada por tal situación, llevando a cabo acciones que, en situaciones de normalidad, no hubiera acometido, pues las mismas ponían en riesgo el *status quo* de que disfrutaron por décadas. El principio de subsidiariedad, consagrado en numerosas encíclicas papales, y el principio de la eficiencia, ignorado hasta entonces, fueron las columnas vertebrales de las acciones llevadas a cabo en el sector desde principios de la década de los noventa. Existió un poderoso fundamento adicional, el colapso de la Unión Soviética y el derrumbamiento del muro de Berlín.

En el sector electroenergético, este cambio fue particularmente radical, y se llevó a cabo, como suele suceder, en el marco de ciertas “desprolijidades”, a partir de la Res. SE 38/91 y el Dec. 634/91¹³. Su principal mentor fue Carlos Bastos, como Secretario de Energía, con el apoyo de Carlos Menem y Domingo Cavallo.

2. La emergencia de 1989. Transformación del Estado Argentino. La reforma constitucional de 1994 y el nuevo art. 42, CN.

A nivel general, el primer paso en el proceso de transformación fue la ley 23.696, denominada Ley de Reforma del Estado. Cabe recordar sus principales disposiciones, pues en ejecución de las mismas se llevó a cabo la transformación del sector electroenergético. En primer lugar, dicha ley declaró en estado de emergencia la prestación de los servicios públicos, la

¹² Bastos-Abdala, “Transformación del sector eléctrico Argentino”, p. 12 y 13.

¹³ Si bien son atendibles los cuestionamientos de índole constitucional que, en 2001, se hicieron al Decreto 804/01 (finalmente derogado por el Congreso Nacional), es llamativo comprobar que, diez años antes, el Decreto 634/91 introdujo cambios más radicales en la política energética que los que pretendió introducir el Decreto 804/01.

ejecución de los contratos a cargo del sector público y la situación económica financiera de la Administración Pública Nacional.¹⁴

La distribución y transporte de energía eléctrica constituían, en 1989, un servicio público, según lo había declarado la ley 15.336 (M-521) en 1960. La declaración de emergencia, un instituto muy utilizado en la Argentina¹⁵, fue la herramienta mediante la cual el PEN, a partir de 1991, desarticuló el funcionamiento financiero, reorganizó y/o enajenó los activos, y, luego, dispuso la liquidación de, las principales entidades que hasta ese entonces se encontraban a cargo de la actividad electroenergética: Hidronor, Segba y Agua y Energía. Las entidades binacionales, por obvias razones, continuaron bajo el control del Estado Nacional, y su operación pasó a estar en manos de Agua y Energía.

La ley 23.696 además autorizó al PEN a disponer la intervención de todos los entes, empresas y sociedades, cualquiera sea su tipo jurídico, de propiedad exclusiva del Estado Nacional y/o de otras entidades del sector público nacional de carácter productivo, comercial, industrial o de servicios públicos.

Las facultades extraordinarias que la ley 23.696 reconoció a los interventores, al PEN y al Ministerio de Economía fueron utilizadas para llevar adelante la radical transformación del sector electroenergético. Recuérdese que tanto Hidronor, como Agua y Energía¹⁶ y Segba eran sociedades del estado (SE). Además, operaban bajo el criterio, imperante hasta entonces, de las tarifas políticas, con lo que sus ingresos iban a rentas generales y no se aplicaban sistemática y exclusivamente al mantenimiento y expansión de las instalaciones afectadas al servicio¹⁷, con el consiguiente deterioro del parque eléctrico y el servicio a los usuarios.

La ley 23.696 también estableció el marco para la radical transformación de numerosos sectores de nuestra economía, que hasta entonces habían sido gestionados por el Estado. Así, facultó al PEN para transformar la tipicidad jurídica de todos los entes, empresas y sociedades indicadas en el art. 2.

¹⁴ Ver Barreiro, *"Derecho de la Energía Eléctrica"*, p. 59

¹⁵ Ver Bidart Campos, Tratado, I, p. 299 y sgtes. y 735; Manual, II, p. 349 y sgtes. La CSJN convalidó tal declaración de emergencia en el caso *Peralta* (sent. del 27/12/90).

¹⁶ Según lo dispuesto por el Dec. 14004/57.

¹⁷ Gordillo, Tratado, tomo 2, p. VI-3.

Los arts. 6 a 15 de la ley 23.696 establecieron conceptos y estructuras legales, fijaron las modalidades, mecanismos y beneficios que debían o podían, según fuera el caso, utilizarse, y los recaudos a respetar, a fin de privatizar, entre otros, los activos y la actividad electroenergética. Estas disposiciones confirieron al PEN facultades extraordinarias a efectos de llevar a cabo las privatizaciones lanzadas con la ley 23.696. Así, el PEN quedó facultado para otorgar licencias y concesiones, diferimientos y quitas impositivas y para asumir total o parcialmente las deudas que arrastraban las empresas privatizadas. En uso de estas facultades, el PEN aprobó numerosas concesiones que incluían cláusulas indexatorias vinculadas a la evolución del tipo de cambio y de ciertos índices de precios de los EUA. Como se verá a continuación, en dicho sector se implementaron reorganizaciones societarias, y, en el caso de las actividades sujetas a concesión, se otorgaron las concesiones a las entidades resultantes, ya se tratara de compañías hidroeléctricas, de distribución o de transporte.

El art. 57 de la ley 23.696 recoge un principio de gran trascendencia, reformulado en los arts. 4 y 41 de la ley 24.065 (M-1791): los contratos de concesión que eventualmente se celebraran en el marco de la reorganización de la administración pública deberían asegurar que la rentabilidad razonablemente vinculara las inversiones realizadas por el concesionario y la utilidad neta que éste obtenga. Este principio se proyectará sobre el régimen tarifario de los concesionarios del servicio público de distribución de electricidad.

Los arts. 62 y 63 de la ley 23.696 impulsaron la explicitación de “... *los ingresos dejados de percibir como consecuencia de descuentos, bonificaciones, eximición de facturación o facturación reducida, y, en general, de cuanta ventaja o privilegio se otorguen a grupo de personas físicas o jurídicas de cualquier índole ...*”, haciendo al Congreso Nacional responsable de analizar “*individualmente los casos y para aquellos que resuelva mantenerlos, votar(á) las partidas presupuestarias respectivas a fin de que queden reflejados en forma explícita los subsidios que se otorguen ...*”. También, obligaron a todas las entidades estatales a formular balances y estados de información similares.

Las normas antedichas resultaron cruciales respecto de la actividad electroenergética.

En efecto, tal como se describe en el fallo dictado por la CSJN en el caso “Neuquén, Provincia del c/Hidronor S.A. s/cobro de regalías” (Fallos 312:2177), luego de la sanción de la ley 23.164, las tarifas del servicio eléctrico eran fijadas con criterio político, a pesar de la metodología resultante del art. 39 de la ley 15.336 (M-521).

Asimismo, regían hasta 1992, en la administración de la actividad electroenergética, dos principios (i) aunque tomando en cuenta los parámetros del art. 39 de la ley 15.336 (M-521), que recogía criterios de racionalidad económica, las tarifas del servicio eléctrico eran fijadas por las autoridades nacionales con criterio político, ya que los precios de los servicios eléctricos era utilizados como herramientas de política económica y (ii) regía un sistema de unidad de caja, es decir que no se atendía ni a la eficiencia ni a los costos ni a los resultados de cada una de las unidades que intervenían en el sector electroenergético, sino que dichas unidades eran utilizadas como vehículos de la política económica del gobierno.

Lo anterior surge del debate parlamentario de la ley 24.065 (M-1791), siendo en particular elocuente la exposición del diputado y legislador informante, Dr. Bordín Carosio¹⁸, que ilustra sobre las finalidades de la nueva legislación, en los siguientes términos:

“El parque energético no escapa a la anarquía y al derrumbe de nuestra economía. Hoy ... nos damos cuenta de los errores cometidos, viéndonos obligados a cambiar el rumbo para alcanzar la ... transformación en materia energética, que se adapte al plan de transformación y de reforma del Estado que este cuerpo sancionó mediante la ley 23.696. Para ello es necesario lograr el sinceramiento del sector, dado que en la actualidad de continuar en el rumbo seguido hasta hoy resultaría difícil, por no decir imposible, obtener un precio de la energía acorde con los precios internacionales, por la ineficiencia de la administración estatal que ha llevado al mal estado del parque energético y que, a no dudar, a muy corto plazo podría provocar un caos, ya sea en la generación de energía eléctrica por falta de renovación de los equipos y maquinarias, así como también en el transporte y distribución en materia de líneas de alta y baja tensión, que no reúnen en la actualidad la más mínima seguridad para la prestación de servicios acordes Si a todo esto sumamos la lógica aspiración de un crecimiento y un desarrollo industrial que comienzan a insinuarse, en un lapso muy corto nos veríamos ante un problema de muy

¹⁸ Diario de Sesiones de la Cámara de Diputados, Año 1992, p. 5578 y sgtes.

difícil solución. Mediante una ley marco, queremos propiciar una legislación clara y necesaria que despierte el interés del capital privado para que se sume a esta tan ansiada transformación del parque energético. La crisis económica y financiera por la que ha atravesado la Argentina afectó al sector eléctrico al resultar ineficientes las disponibilidades de recursos, porque dentro de las empresas eléctricas los modelos de gestión resultaron inadecuados para la realidad que se vivía, llevando a un manejo insuficiente de esos escasos recursos. A su vez, la política tarifaria de subsidios implícitos -estableciendo los precios por motivos políticos y sociales, en lugar de presentar los costos reales del sistema- hizo desaparecer los incentivos que pudiesen promover un mejor funcionamiento del sector, tanto desde el punto de vista técnico como del económico, convirtiendo en deficitarias a empresas que nunca debieron serlo. El resultado final ha sido la crisis energética por la que atraviesa el sector, con un parque en tan malas condiciones que resulta insuficiente para garantizar el abastecimiento de la demanda. La transformación del sector eléctrico debe apuntar a revertir esta situación, creando un mercado con reglas que incentiven al generador de energía eléctrica a incrementar su oferta para satisfacer la demanda de la sociedad y la economía, con la calidad y confiabilidad requeridas. Por otra parte, se deben generar precios económicos acordes con la realidad energética del país, contribuyendo a la reducción de los costos de la economía y a la posibilidad de participar en el marco internacional en condiciones de competencia. Los instrumentos para alcanzar la transformación son tres. El primero de ellos se vincula con el decreto 631/91 del Poder Ejecutivo nacional, que establece los lineamientos políticos de la reconversión sectorial, que genera otras dos normas: la resolución 38/91, que organiza el Mercado Eléctrico Mayorista, y el marco regulatorio eléctrico -el más importante- que formará parte de una ley de la Nación que nos permitirá contar con el encuadre jurídico necesario para la refundación del negocio eléctrico y el repliegue del Estado Nacional de las actividades comerciales y empresarias en el sector. El contenido de la transformación consiste, en primer término, en la reorganización del sector eléctrico sobre la base de distinguir cada actividad sustantiva que requiera de una regulación específica. En segundo lugar, consiste en la creación de condiciones y reglas de juego que permitan el ingreso de actores privados librándolos dentro de lo posible a los precios del mercado o en su defecto estableciendo normas que incentiven la eficiencia. El contenido de la transformación consiste, en tercer término, en la organización de las nuevas instituciones, tanto administrativas como normativas, que el sistema requiere. Por último ... consiste en el repliegue del Estado de las

actividades empresarias del sector, transfiriendo la mayoría de las actividades sustantivas que hoy realiza. En consecuencia, un generador independiente podrá vender su energía a través de contratos con compromisos de suministro a mediano y largo plazo, a distribuidores y grandes usuarios, y además, en tiempo real, al mercado eléctrico mayorista de acuerdo a la evolución del precio en el mercado spot. Por su parte, el distribuidor podrá comprar en el mercado a término, a través de contratos con generadores independientes, y en el mercado eléctrico mayorista, a través de precios estacionales y estables. La actividad eléctrica se agrupa, pues en un mercado eléctrico mayorista con reglas estables y transparentes que definen su funcionamiento y la determinan de los precios. El sistema busca devolver al precio su carácter de principal señal para un adecuado funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. Por un lado, dicho precio debe trasladar a los usuarios el costo de operar y mantener el sistema requerido para abastecer la demanda. Por otra parte, debe adecuarse al precio que están dispuestos a pagar los usuarios en condiciones de confiabilidad conocidas. Las actividades reconocidas del sector eléctrico son la de generación, transformación, distribución operación y despacho.”

A la luz de tan dramáticas circunstancias y bajo el infujo de las señaladas ideas, el antiguo sistema sufrió un cambio sustancial a partir de los principios consagrados en los citados arts. 62 y 63.

La denominada reforma del estado se completó en 1994, con el agregado del art. 42 a la CN, que pasó a ser una norma neurálgica para el MREN y otros marcos regulatorios. Como bien señaló el Ingeniero Mattausch en las Jornadas Jurídicas sobre el Servicio Público de Electricidad, todas las reglamentaciones del sector y la actuación de las autoridades, está dirigida a proteger los intereses de los usuarios. En ese espíritu, el art. 42, CN, y la doctrina y jurisprudencia elaboradas en torno al mismo y a la ley 24.240 (F-1884), son tratados en el apdo. 2 del cap. XIV (“Pequeños Usuarios”).

3. Transformación del sector electroenergético.

3.1. Introducción.

La transformación del sector electroenergético producida en 1992 fue total. Aún cuando, justamente por la magnitud de los cambios que importó al marco legal de la industria eléctrica, tales cambios debieron de

introducirse mediante una ley del Congreso, los mismos fueron anticipados mediante el Dec. 634/91 y la Res. SE 38/91.

El Dec. 634/91¹⁹ sintetizó de manera cabal el pensamiento que animó las transformaciones producidas en 1992. Por eso es útil releerlo, sobre todo en momentos en que ciertos sectores de la sociedad y la dirigencia política comenzaron a manifestar alguna nostalgia por el modelo vigente hasta 1989.

Sus considerandos son muy ilustrativos. Decían lo siguiente:

Que es necesario recrear un más libre funcionamiento de los mercados y de sus mecanismos de asignación de recursos técnicos y económicos favorables para el desarrollo de la competencia, instrumentando las medidas que garanticen el logro de una mayor eficiencia.

Que se debe permitir la incorporación de capital privado de riesgo, descentralizando las decisiones en los mercados eléctricos (inversiones, precios, etc.), concentrando la responsabilidad del Estado en el diseño y aplicación de políticas superiores y en la regulación y el control que sean necesarios para el funcionamiento de las distintas actividades del sector.

Que es conveniente reformular los mecanismos y disposiciones reglamentarias que ordenan el sector creando las instancias y el marco regulatorio adecuado a las nuevas estructuras que se desean alcanzar.

Que se debe compatibilizar el desarrollo del sector eléctrico con el uso de los recursos energéticos sustitutivos y complementarios, y establecer normas para la protección ambiental y el uso racional de dichos recursos.

Que el Poder Ejecutivo Nacional se encuentra facultado para dictar el presente decreto, en uso de las facultades emergentes de las leyes 15.336 y 23.696.

Nótese que no se recurre a la figura de los decretos de necesidad y urgencia, sino que se fundamenta el Dec. 634/91 en las extensas facultades emergentes de las leyes 15.336 (M-521) y 23.696.²⁰

En su texto, el Dec. 634/91 estableció con claridad los principios para la transformación del sector eléctrico. Veamos sus principales disposiciones.

Art. 1.- Objetivos. El objetivo general de la reconversión del sector eléctrico es lograr un eficiente funcionamiento de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, que redunde en beneficio de los consumidores a través de un suministro de óptima calidad, a tarifas razonables no discriminatorias que refleje los costos de

¹⁹ Ver Barreiro, “*Derecho de la Energía Eléctrica*”, p.67

²⁰ Ver cap. V, apdo. 4.2.4.1.

eficiencia en los casos que prevalezcan formas monopólicas de mercado; a fin de alcanzar condiciones y reglas de funcionamiento similares al resto de la economía.

El art. 1 del Dec. 634/91 es el antecesor del art. 2 de la ley 24.065 (M-1791), y resume con mayor claridad que éste el espíritu de la legislación dictada a partir de 1992: se privilegió la eficiencia por sobre el manejo político del sector, se buscó beneficiar a los consumidores mediante una mejora en la calidad del servicio (estaban frescos en la débil memoria de los Argentinos los continuos cortes de luz de 1988-89), las tarifas debían ser razonables (no subsidiadas) y no discriminatorias, y debían cubrir los costos de los operadores eficientes, permitiéndoles ganancias razonables.

Art. 4.- Composición. El mercado eléctrico estará constituido por dos niveles:

(a) el mayorista, en el que participarán los productores que son los que cumplen las funciones de generar, los transportistas y los distribuidores de la energía; asimismo podrán integrarlo consumidores individuales cuya demanda máxima sea igual o mayor a la potencia que oportunamente se establezca en el proceso regulatorio y

(b) el de venta a usuarios finales, constituidos por las empresas distribuidores y sus clientes.

El art. 4 del Dec. 634/01 da cuenta de otra característica que distingue al régimen de la industria eléctrica del de la industria del gas y del petróleo: la división entre el segmento mayorista y el minorista, y la existencia de “reglas de juego” transparentes y públicas para el primero.²¹

Art. 5.- Funcionamiento. La operación de estos niveles del mercado se hará de forma de ir avanzando en transacciones libremente pactadas en el primero y reguladas en el segundo, según se expresa en el artículo anterior.

Art. 6.- Tipo de Transacciones. Existirán dos tipos de transacciones con tarifas reguladas: (I) los suministros de los distribuidores a usuarios finales propios, y (II) los suministros de los productores a los distribuidores, en aquella parte destinada a los suministros señalados en (I). No obstante en este último caso se propenderá a que se efectúen transacciones basadas en precios pactados libremente entre productores y distribuidores bajo condiciones competitivas y transparentes e

²¹ Ver el apdo. 4 del cap. I (Nocivas asimetrías regulatorias). El mercado electrónico del gas (Dec. 180/04) es un plausible intento por transparentar el mercado mayorista del gas natural

informadas al Ente Regulador para evitar tratamientos discriminatorios. Este mismo criterio se aplicará a los suministros de productores a consumidores individuales cuya demanda máxima sea igual o superior a la potencia que oportunamente se establezca.

Art. 7.- Industria de generación. La actividad de generación estará abierta a la entrada de empresas que inviertan capitales de riesgo para la renovación y operación de equipos existentes o que incorporen nuevos respetando requisitos técnicos, económicos y ambientales que se establezcan en el Marco Regulatorio. Se propenderá a que: 1) existan numerosos oferentes en condiciones competitivas de acceso a los mercados; 2) participe el capital privado y, 3) puedan colocar su producción operando en forma coordinada a través del organismo encargado del despacho en condiciones no discriminatorias y a fin de optimizar la operación del conjunto del sistema eléctrico.

Este art. 7 anticipa los lineamientos bajo los cuales se estructuró el MEM. Los participantes serían remunerados en base a criterios de competencia, los generadores serían operados por el sector privado y, lo que era más importante, colocarían la producción “en forma coordinada”. CAMMESA organiza la operación del MEM tomando en cuenta la demanda (principalmente de los distribuidores), la disponibilidad de capacidad de transporte y las cantidades de potencia y energía y servicios asociados ofertadas. Lo hace bajo la premisa de que el sistema eléctrico debe ser operado de modo que se reduzca al mínimo el costo total de operación y el costo de la energía no suministrada. A su vez, el costo total mínimo se logrará haciendo operar las centrales de generación e instalaciones de transformación y transporte de modo de poder satisfacer la demanda de un determinado modo. Es posible que tal forma de operar no constituya el óptimo para una máquina o consumidor individualmente considerados. Pero ciertamente permitirá (eso se pretende) que la operación en conjunto del sistema eléctrico sea la más eficiente. En definitiva, CAMMESA planifica la operación del sistema eléctrico, tomando en cuenta la información que le suministran los operadores, en base a ciertos criterios, establecidos de modo genérico en la ley 24.065 (M-1791) y de modo específico en la Res. SEE 61/92 y sus modificatorias.

Art. 8.- SEGBA y AEE. SEGBA y Agua y Energía deberán llevar adelante un programa de descentralización de sus actividades de generación térmica, y eventualmente hidroeléctrica, a fin de transferir, mediante mecanismos de venta o concesión de sus centrales a inversores

privados de riesgo, tratando que ingresen múltiples oferentes independientes a fin de evitar prácticas monopólicas.

El art. 8 del Dec. 634/01 sentó las bases para la privatización de los activos dedicados a la generación, térmica e hidroeléctrica, instruyendo a las sociedades del estado que entonces los gestionaban.

Art. 9.- Actividad de transporte. El transporte de la electricidad desde las centrales de generación hasta sus destinos; será realizada por empresas que percibirán por esta función una tarifa regulada que deberá cubrir sus costos, incluida una razonable ganancia, en condiciones de incentivación de su eficiencia; bajo la autorización y el contralor del Ente Regulatorio. A este efecto se establecerá una metodología en el marco regulatorio y se fijarán las condiciones técnicas y de entrada a la actividad.

Art. 10.- Distribución. Las empresas de distribución de jurisdicción nacional deberán sujetarse al régimen reglamentario sobre aspectos técnicos, económicos, tarifarios y de seguridad ambiental que se establezcan en el marco regulatorio, en su condición de concesionarios de servicios públicos con mercados cautivos. Las tarifas a usuarios finales deberán respetar la metodología establecida en el marco regulatorio y serán controladas por el Ente Regulator.

Art. 11.- Despacho Económico. El despacho económico del sistema en las condiciones que se establezcan en el marco regulatorio y normas específicas, debe satisfacer como objetivo la eficiencia técnico-económica en cada momento y la del desarrollo del sistema. Estas normas serán aplicadas por un organismo encargado de efectuar el despacho económico de carga, el cual deberá además asumir la responsabilidad de la operación técnica del conjunto de unidades de generación y transmisión que constituyen el Sistema Argentino de Interconexión.

Art. 12.- Política de Precios Mayoristas. Los productores (generadores) que vendan a través del organismo de despacho del sistema percibirán una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que se fije. Dicha tarifa se basará en el criterio de costo marginal económico horario de corto plazo del sistema, el que a partir de un valor base deberá incorporar un margen que tenga en cuenta el costo de la evolución del riesgo de falla del sistema. Los demandantes (distribuidores) pagarán la tarifa uniforme de generación más el correspondiente cargo diferencial por transporte hasta su punto de conexión, que será facturado por las empresas que cumplan esta última función. Los ingresos obtenidos por empresas generadoras, de propiedad o con representación del Estado

Nacional, por aplicación del esquema descripto, serán reasignados en función de los requerimientos financieros.

Los arts. 11 y 12 del Dec. 634/91 sintetizan la política de precios mayoristas aplicada a partir de 1992; el último establece el criterio del costo marginal horario para determinar el precio mayorista de la energía eléctrica.²²

Art. 13.- Programación Estacional del MEM. El despacho deberá preparar planes orientativos semestrales y anuales con seguimientos mensuales que ofrezcan información suficiente a los actores del mercado mayorista.

Art. 14.- Autogeneradores. Aquellos generadores con una oferta superior a la potencia que se fijará en el Marco Regulatorio serán tratados para el despacho, en las mismas condiciones que los otros productores privados independientes.

Art. 15.- Marco Regulatorio. En un plazo no mayor de 4 semanas la Secretaría de Energía deberá proponer el régimen que conformará el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el que deberá contemplar las etapas previstas en el art. 19. El contenido del Marco Regulatorio deberá abarcar todos los aspectos técnicos, económicos, gerenciales y legales que hacen a la organización, operación y desarrollo de la industria eléctrica. Las normas correspondientes incluirán los procedimientos para proteger los intereses de los consumidores, estableciendo las metodologías y formas de contralor de las tarifas de transporte y distribución de la electricidad. Asimismo deberá determinar la forma y funcionamiento de un Ente Regulador.

En virtud del mandato del art. 15 del Dec. 634/91, la Subsecretaría de Energía Eléctrica dictó la Res. SEE 38/91, antecesora de la Res. SEE 61/92, que organizaría la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios en el MEM mediante la normativa conocida como Procedimientos de CAMMESA.

Art. 16.- Reestructuración Empresas Estatales. Mientras se lleva a cabo el proceso de privatización de la distribución y comercialización previsto en el Decreto 2074/90 para Capital Federal y alrededores, las empresas SEGBA, Agua y Energía e Hidronor serán reestructuradas para adecuarse a los lineamientos de este Decreto.

²² El art. 35 de la ley 24.065 (M-1791) sentó un principio más genérico: el costo económico del sistema.

Art. 17.- Normas de Despacho. En un plazo de 6 semanas la Secretaría de Energía fijará por resolución las normas de despacho económico, para el período de transición.

3.2. Re-provincialización. Así como la ley 17.004 sujetó a jurisdicción nacional numerosas instalaciones operadas por Agua y Energía, situadas en territorio de las Provincias, la ley 18.586 dispuso su transferencia a las Provincias. En ejecución de esta última ley, el Estado Nacional dispuso la transferencia de numerosas instalaciones a las Provincias²³. Estas transferencias se concretaron a principios de los años ochenta y, mayormente, durante la primera presidencia de Carlos Menem²⁴. Sin embargo, el hito mas importante fue la re-provincialización de Edelap, producida en 2011, primero a través de un acta y luego mediante el Dec. 1853.

3.3. Reformas de la ley 24.065 (M-1791).

3.3.1. Nuevos objetivos de política electroenergética.

La ley 24.065 (M-1791) estableció una serie de principios rectores del sector, que deberían ser tenidos en cuenta por el ENRE en su accionar. Los mismos, por lo tanto, son vitales para definir su competencia (v/apdo. 2.1.1.1 del cap. XXI).²⁵

Art. 2.- Principios Rectores. Fijanse los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

(a) Protección Usuarios. Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;

El inciso (a) del art. 2 de la ley 24.065 (M-1791) supuso un salto cualitativo, que dio ejecución anticipadamente al mandato del art. 42, CN

²³ Este proceso tuvo como hitos los Decs. 1332/79 (de alcance general), 696/92 (de transferencia de instalaciones a Formosa, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán, que recibieron los servicios operados hasta entonces por Agua y Energía), 444/95 (de transferencia de instalaciones a la AIC), 5/97 (de transferencia de instalaciones a Corrientes), 130/97 (de transferencia de instalaciones a Mendoza), 937/97 (de transferencia de instalaciones a EPEC, CH Aguas Moras), 1023/97 (de transferencia de instalaciones a San Juan), 1331/97 (de transferencia de instalaciones a Catamarca, CH La Carrera), 73/98 (CT Sierra Grande), etc.

²⁴ La ley 24.145 impulsó un proceso similar en el sector de hidrocarburos.

²⁵ Sobre el particular, ver *“La desregulación del mercado de la energía y la nueva regulación. La política energética. El caso europeo”* (Miriam B. Oriolo, RAP, 302, p. 11).

(v/apdo. 3.3 del cap. III y apdo. 12 del cap. IV). Nunca antes los usuarios de los servicios eléctricos habían contado con una autoridad específica a la que recurrir en caso de mala prestación del servicio eléctrico. Con anterioridad a la reforma de 1992, todos los reclamos debían presentarse ante la prestadora del servicio, y el usuario debía utilizar los recursos previstos en la LNPA -o similares Provinciales- para llevar su caso ante la administración central (normalmente el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos), que no tenía como función específica la de “proteger adecuadamente los derechos de los usuarios”.

(b) Competitividad e Inversiones en Generación. Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

Aunque parezcan clichés, estas funciones del ENRE (“promover la competitividad” y “alentar inversiones”) resultan de una vital importancia, y se manifiestan, entre otras instancias, en la configuración de la operación y precios en el MEM, los procesos de revisión tarifaria y en la aplicación de sanciones por incumplimiento de las metas establecidas para la calidad del servicio.

(c) Confiabilidad y Libre Acceso en Transporte y Distribución. Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;

En concordancia con el principio del libre acceso a y disposición de la energía eléctrica establecido desde 1960 en el art. 37 inc. (b) de la ley 15.336 (M-521)²⁶, y con los principios de libre acceso a las instalaciones de distribución y transporte que surgen de los arts. 21 y sgtes. de la ley 24.065 (M-1791), sería función del ENRE adoptar -en uso de las facultades que el art. 56 de la ley 24.065 (M-1791) le confiere- todas las medidas conducentes a lograr la efectiva vigencia de tales postulados.

(d) Razonabilidad Tarifas Transporte y Distribución. Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;

Las tarifas del servicio eléctrico son móviles por naturaleza, incumbiendo al ENRE su determinación, tomando en cuenta, a tal fin, que de acuerdo al art. 41 de la ley 24.065 (M-1791) las mismas deben ser justas

²⁶ Ver. Cap VI, apdo. 2.

y razonables. Es una aplicación de la exigencia de razonabilidad (v/apdo. 9 del cap. IV y apdo. 2.1.1.1 del cap. XXI).

(e) Incentivos Tarifarios. Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;

Este inciso revela una función vital de las tarifas: financiar las inversiones necesarias para asegurar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad; teniendo en cuenta esta circunstancia, la ley prescribe que el ENRE deberá establecer tarifas que resulten apropiadas a tal fin.

(f) Promoción Inversiones Privadas. Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

En línea con el art. 3 de la ley 24.065 (M-1791), la promoción de inversiones privadas constituye uno de los objetivos que guiará el accionar del ENRE. A tal fin, el mismo reglamentará y ejecutará lo concerniente a las tarifas y la calidad del servicio, los dos aspectos esenciales de la porción regulada del servicio eléctrico.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el artículo 54 de la presente Ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

El art. 2 de la ley 24.065 (M-1791) es una expresión de la cláusula de progreso (art. 75, inc. 12, CN), en el ámbito de la “política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad”. Fija objetivos, tales como promover inversiones y proteger a los usuarios, que en determinadas situaciones pueden entrar en conflicto²⁷. La ley 25.561 y normas complementarias, que protegieron momentáneamente a los usuarios de 2002 y desalentaron inversiones (ergo: perjudicaron a los usuarios futuros), al modificar unilateralmente los contratos de concesión y promover el congelamiento de las tarifas, constituyeron un claro ejemplo de tal situación, pues beneficiaron a los usuarios en el corto plazo y los perjudicaron a mediano y largo plazo.

3.3.2. Principio de subsidiariedad.

Dispuso la ley 24.065 (M-1791):

Art. 3.- Principio de Subsidiariedad.

²⁷ Ver Cap. I, apartado 5 (Los intereses en juego).

El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15336, 23696 y de la presente ley.

En las ampliaciones del transporte de libre iniciativa no se requerirá el otorgamiento de concesiones, conforme lo dispuesto en el párrafo precedente, siendo reguladas en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general, mediante el otorgamiento de una licencia por parte de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

*La norma que dicte el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a la que refiere el artículo 36 de la presente ley, deberá prever la adecuada relación entre los concesionarios de transporte y aquellas personas jurídicas que, a propia iniciativa, realicen ampliaciones del sistema*²⁸

El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

Reglamentación Dec. 1398/92: El PEN deberá tomar los recaudos necesarios a los efectos de que se produzca en el menor plazo posible la transferencia al Sector Privado de la actividad de transporte y distribución de electricidad actualmente a cargo de las empresas Agua y Energía,

28

El texto en *italica* figura en la versión de la ley 24.065 aprobada por la ley 26.939. Ese texto fue incorporado por el Dec. 804/01, derogado por la ley 24.568. En el texto aprobado por la ley 26.939 se incluye una nota de la oficina de información parlamentaria del Congreso Nacional en la que se expresa que los artículos 1, 3, 4, 8, 21, 36, 40 inc. c), de la ley 24065 fueron modificados expresamente por el decreto 804/2001 (BO: 21-6-2001). Posteriormente, en el mismo año legislativo, fue sancionada la ley 25468 (BO 16-10-2001) que derogó “el decreto 804/2001”. La técnica del decreto 804/2001 en cuanto a las modificaciones expresas a la Ley 24065 lo fueron por medio de la fórmula “Sustituyese”, “Modifíquese”, no así la Ley 25468 de derogación del decreto 804/2001. De ello puede desprenderse que el legislador no habría tenido en miras la recuperación de la norma original contenida en la Ley 24065. Finalmente, entendemos importante destacar que los contenidos del decreto 804/2001 que modificaron de manera expresa la Ley 24065 mediante la fórmula “Sustituyese”, “Modifíquese” serían de objeto cumplido al momento de la derogación de la Ley 25468. Se trata de una interpretación muy discutible y en cualquier caso se pretende a su amparo introducir modificaciones en el texto de una ley por vía de una interpretación.

Hidronor y SEGBA, conforme a los términos de la ley 23.696 y de la ley 24.065. La Secretaría de Energía y el ENRE deberán implementar los mecanismos que fuere menester, a los efectos de asegurar que las actividades descriptas en el párrafo precedente permanezcan a cargo del sector privado.

Nuestros recurrentes -y extremadamente perniciosos- vaivenes ideológicos podrían hacer temer que el marco legal configurado a partir de 1992 pueda ser alterado en su estructura, por ejemplo mediante la reintroducción de los precios políticos, la gestión estatal de servicios públicos, los subsidios a la actividad, etc. Frente a esta comprensible incertidumbre se erige el art. 3 de la ley 24.065 (M-1791) que, consagrando el principio de la subsidiariedad, impide, al menos, una reestatización de los activos y la gestión del sector. Nada en la CN impediría que el Congreso Nacional derogara el mentado principio de subsidiariedad, pero sin embargo debe tenerse en cuenta que una reestatización acompañada de una re-monopolización absoluta se encontraría en conflicto con el art. 42 CN, que consagra el derecho de los usuarios de los servicios públicos a la libertad de elección de tales servicios, y la correlativa obligación del Estado de proveer a la defensa de tal derecho. Esta disposición impediría que el Estado volviera a constituirse en el proveedor único del servicio eléctrico, pero no que retomara la explotación de unidades aisladas. De cualquier manera, cabe preguntarse si, bajo el régimen de concesiones vigente desde 1992, se cumple cabalmente con el mandato constitucional, en la medida que la mayoría de los usuarios de las distribuidoras son totalmente cautivos, a diferencia de lo que sucede, por ejemplo, en Gran Bretaña y ciertos estados de los EUA.²⁹

3.3.3. Derogación disposiciones ley 15.336 (M-521).

La ley 24.065 (M-1791) introdujo significativas reformas a la ley 15.336 (M-521). Derogó los artículos que se transcriben a continuación.

Art. 17.- El Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal, podrá estimular bajo la forma de aporte de capital, financiación, contribución y/o exenciones a que se refiere el art. 15 aquellos trabajos y obras originaren beneficios múltiples o cuyo objetivo principal interese a la defensa nacional o procure un mejoramiento notable de las condiciones de utilización agrícola de los cursos de agua o la regularización de su

²⁹ Sobre este tema, ver *"El principio de subsidiariedad"* (Eduardo Soto Kloss, RAP, 329, p. 35).

régimen o facilite su navegación. Asimismo queda autorizado para avalar la financiación de obras de interés nacional en aquellos contratos que tengan cláusulas de reversión al Estado.

Al ser derogado el art. 17 de la ley 15.336 (M-521), quedó desprovista de marco legal específico una forma de fomento de las inversiones en infraestructura electronérgica que comprometía los recursos públicos. Pero la derogación de esta norma no implica que el PEN no pueda comprometer sus recursos a fin de promover el desarrollo de la infraestructura electroenergética. Así lo ha hecho, por otra parte, al avalar el bono emitido por la Provincia de San Juan para financiar la construcción del Complejo Los Caracoles-Punta Negra.

Art. 20.- El régimen de las autorizaciones de jurisdicción nacional (art. 14, inciso b), será reglamentado por el Poder Ejecutivo y se caracterizará por la exclusión de uno o más requisitos, según los casos, de los fijados a las concesiones de servicio público. Se incluirán sin embargo, en cuanto fueran de aplicación, cláusulas que complementen lo previsto en los incisos 12 a 19 del artículo 18.

En línea con la impronta desreguladora promovida a partir de la ley 23.696, la ley 24.065 (M-1791) introdujo una sustancial reforma en el art. 14 de la ley 15.336 (M-521), al derogar el régimen de autorizaciones para la realización de actividades destinadas a la generación térmica de energía eléctrica y al transporte de baja tensión. La derogación del art. 20 de la ley 15.336 (M-521) es una consecuencia de dicha reforma.

Art. 22.- Importación y exportación de energía eléctrica. Queda facultado el Poder Ejecutivo para autorizar la importación y exportación de energía eléctrica, previa determinación de la cantidad máxima de energía a exportar o a importar. La autorización deberá subordinarse a condiciones y garantías relativas al uso de la energía y al precio de venta o reventa.

Art. 23.- Plazo. Revocación. La autorización no tendrá plazo superior a diez años, pudiendo ser prorrogable; y podrá revocarse en cualquier momento, cuando no subsistieren las circunstancias que originaron su otorgamiento, o mediaren graves motivos de interés público. La revocación podrá también tener lugar por no uso de la autorización, o inobservancia de las condiciones a que se subordinó su otorgamiento.

La ley 24.065 (M-1791) derogó los arts. 22 y 23 de la ley 15.336 (M-521), relativos a la importación y exportación de energía eléctrica, pero introdujo nuevas disposiciones sobre el particular (ver cap. XVII). Cabe notar que los derogados arts. 22 y 23 de la ley 15.336 (M-521), a diferencia

del art. 34 de la ley 24.065 (M-1791), disponía expresamente el carácter revocable de las autorizaciones de exportación e importación. Esto adquiere suma relevancia, pues la revocación de los actos administrativos es aceptada cuando los mismos se hubieran otorgado expresamente a título precario (art. 18, LNPA).

En cuanto al sistema de financiamiento de las inversiones requeridas por el sistema eléctrico, los arts. 70 y 90 de la ley 24.065 (M-1791) modificaron sustancialmente el esquema vigente hasta entonces, sustentado en el art. 30 de la ley 15.336 (M-521), eliminando los siguientes incisos de dicho artículo:

- (a) Con un aporte del Tesoro Nacional que se fijará anualmente;
- (b) Con el 50% como mínimo del producido de la recaudación del Fondo Nacional de la Energía, pudiendo el Poder Ejecutivo incrementar dicho porcentaje a propuesta de la Secretaría de Energía y Combustibles;
- (c) Con las regalías sobre el uso de las fuente hidráulicas de energía que se establecen en el artículo 15, inciso 9;
- (d) Con el derecho de importación de la electricidad que en cada caso se establezca por los organismos competentes;
- (f) Con el producido de la negociación de títulos de deuda nacional que se emitan con cargo a ser servidos con recursos del fondo;
- (g) Con la recaudación por reembolso, y sus intereses, de los préstamos que se hagan de los recursos del Fondo;

La ley 24.065 (M-1791) también derogó numerosas leyes, dictadas en el marco de la ley 15.336 (M-521), en los siguientes términos.

Art. 97.- Derogación Normas. Quedan derogadas las leyes 17.574 y sus modificatorias 17.803 y 19.955, 20.050, 23.411, 17.866, 19.199, 19.287 y su modificatoria 20.954, 21.937 y 22.938, en todos sus aspectos, incluso los vinculados a las concesiones aprobadas mediante éstas, en cuanto obsten a los objetivos de la privatización o impidan la desmonopolización o desregulación de la actividad actualmente a cargo de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima. El Poder Ejecutivo reglamentará los alcances y entrada en vigencia de lo dispuesto en el presente artículo.

La ley 17.574 había creado el Fondo Chocón-Cerros Colorados y había dispuesto el otorgamiento de una concesión a Hidronor a fin de construir y operar ciertos aprovechamientos hidroeléctricos.

3.3.4. Integración de las leyes 15.336 (M-521) y 24.065 (M-1791).

A pesar de los radicales cambios introducidos, la ley 24.065 (M-1791) pretendía que la ley 15.336 (M-521) y ella misma conformaran un conjunto orgánico. En tal sentido, la ley 24.065 (M-1791) dispuso lo siguiente:

Art. 82.- Integración Leyes 15.336 y 24.065. La presente ley es complementaria de la ley 15.336 de su mismo ámbito y autoridad de aplicación.

Art. 84.- Texto Ordenado Marco Regulatorio. Facúltase al Poder Ejecutivo a elaborar el texto ordenado del marco regulatorio eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y la presente ley.

Reglamentación Dec. 1398/92. Facúltase a la Secretaría de Energía a elaborar el Texto Ordenado del Marco Regulatorio Eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y por la ley 24.065.

La CSJN ha señalado en reiteradas ocasiones la integración de las leyes 15.336 (M-521) y 24.065 (M-1791) (v/cap. V, apdo. 6).

3.3.5. Privatización de la actividad electroenergética.

Sin duda uno de los cambios más radicales que promovió la ley 24.065 (M-1791) fue el traspaso de la mayoría de los activos que integraban el parque energético a operadores privados. En tal sentido, dispuso:

Art. 93.- Privatización Generación y Transporte. Declárase sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de las empresas SEGBA, Agua y Energía e Hidronor, las que se registrarán por la ley 23.696. Las actividades a privatizar serán asumidas por cuenta y riesgo del particular adquirente.

Art. 94.- Privatización Generación Hidráulica Agua y Energía. En el caso de la generación hidráulica de Agua y Energía el Estado nacional deberá acordar previamente con las provincias involucradas los procedimientos para su destino final.

Art. 96.- Criterio Tasación. A los fines de la aplicación del art. 19 de la ley 23.696 la tasación previa se basará en el criterio de valuación que resulte del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

Las excepciones más notorias a la política de privatizaciones encarada en la última década del siglo veinte fueron las centrales nucleares y los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, Yaciretá y Salto Grande.

3.3.5.1. Distribución. El Dec. 714/92 dispuso la reorganización empresarial de SEGBA y la escisión de sus activos con destino a tres nuevas sociedades cuya constitución dispuso dicho decreto y sus complementarios, Edenor, Edesur y Edelap (reprovincializada en 2011). Estos bienes fueron objeto de una valuación especial y fueron aportados a las sociedades

concesionarias en el marco de un aumento de capital dispuesto por las mismas, que fue suscrito e integrado totalmente por el Estado Nacional, en su condición de accionista mayoritario, previo a la transferencia del paquete accionario a los operadores privados adjudicatarios de la licitación. De este modo, todos los bienes afectados a la prestación del servicio fueron colocados en cabeza de la sociedad concesionaria por su anterior propietario, el Estado Nacional. El decreto en cuestión también sentó las bases de la privatización de la actividad de distribución de energía eléctrica que llevaba a cabo SEGBA.³⁰

3.3.5.2. Transporte en alta tensión. El Dec. 2743/92 dispuso la constitución de Transener, a los fines de la privatización de la actividad de transporte de energía eléctrica en alta tensión a cargo de Agua y Energía, Hidronor y SEGBA. Dicho decreto determinó que la actividad de transporte de energía eléctrica en alta tensión a cargo de Agua y Energía, SEGBA e Hidronor constituiría una única unidad de negocio, y facultó a la Secretaría de Energía a determinar los activos, pasivos, personal y contratos correspondientes a dicha unidad de negocio, a disponer su transferencia a Transener, a aprobar el estatuto y el contrato de concesión. También, facultó al Ministerio de Economía a efectuar el llamado a concurso o licitación, a elaborar y suscribir todos los documentos que fueren menester a los fines de la privatización de la actividad de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal, con facultades para aprobar el pliego de bases y condiciones que para la transferencia al sector privado las acciones Clase “A” y “B” de Transener y de las sociedades que se constituyan a los fines de la privatización de la actividad de transporte por distribución troncal, así como la transferencia de sus bienes y todos aquellos instrumentos legales y contractuales que fuere necesario complementar.

3.3.5.3. Generación hidroeléctrica. Mediante el Dec. 287/93 el PEN dispuso la reorganización empresarial de Hidronor a los efectos de la privatización de la actividad de generación hidroeléctrica llevada a cabo por la misma, la escisión de los activos dedicados a la transformación y transporte de energía eléctrica, los que fueron adjudicados a Transener, la escisión de los activos dedicados a la generación hidroeléctrica, la constitución de nuevas sociedades (Hidroeléctrica Piedra del Águila,

³⁰ Ver “Mitos y realidades en torno al servicio público de distribución de electricidad”, Barreiro, Rubén A., ED 182-1624.

Hidroeléctrica Alicurá, Hidroeléctrica El Chocón e Hidroeléctrica Cerros Colorados) y la transferencia a las mismas de los activos antes citados, así como el otorgamiento a cada una de ellas de las concesiones requeridas por el art. 14 de la ley 15.336 (M-521). Cabe aclarar que la presa y las turbinas no fueron transferidas a las concesionarias, sino que se les asignó su uso en tal carácter.

3.3.5.4. Generación térmica. Finalmente, dispuso el Dec. 122/92 la privatización de una importante porción de la actividad de generación de energía térmica, la escisión de los activos pertenecientes a SEGBA y Agua y Energía a Central Puerto S.A. y Central Costanera S.A., la constitución de dichas sociedades y la transferencia a las mismas de los mencionados activos.

3.4. Pacto Federal para el empleo, la producción y el crecimiento. Según la jurisprudencia, mediante el pacto federal se reconoce la potestad y jurisdicción de las Provincias sobre las redes que no integran el SADI³¹. El mismo fue celebrado el 12/8/93, entre el PEN y los gobernadores de las Provincias de Buenos Aires, Corrientes, Chaco, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Misiones, Salta, San Juan, San Luis, Santa Fe, Santiago del Estero y Tucumán. En el orden nacional fue ratificado mediante el Dec. 14/94. En virtud del pacto, las Provincias se comprometieron a (i) derogar el impuesto de sellos, los impuestos que graven la transferencia de combustible, gas, energía eléctrica y servicios sanitarios y las tasas municipales que afecten los mismos hechos económicos que los anteriores impuestos; (ii) eximir del impuesto a los ingresos brutos a los servicios de electricidad (excepto los dirigidos a vivienda o casa de recreo o veraneo); y (iii) propender a la privatización de los servicios y empresas públicas.³²

3.5. Tratados para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones.

Los tratados para la promoción y protección recíproca de inversiones otorgan a sus beneficiarios importantes privilegios en sus relaciones con la administración pública y tienen por tanto una enorme incidencia en el MREN y regímenes similares.

³¹ CNACAF, sala III, sent. 8/2/01, en autos *Ente regulador de la electricidad de la Pcia. de Santiago del Estero c/Res. 535 y 1108/97*.

³² Ver Barreiro, “*Derecho de la Energía Eléctrica*”, p. 65.

Mediante estos tratados, la República Argentina asumió la obligación (aplicable a las diversas reparticiones de gobierno) de no adoptar ciertas medidas, tales como incumplimiento, modificación o rescisión de contratos administrativos, expropiaciones, restricciones cambiarias o legales, etc. En consecuencia, el Estado Nacional quedó obligado a indemnizar a los inversores que sufrieran perjuicios en caso de adoptarse tales medidas. Además, la República Argentina aceptó someterse a la jurisdicción del Centro Internacional para el Arbitraje de Disputas de Inversión (CIADI) para el caso que los inversores plantearan en dicho ámbito el incumplimiento del tratado y la consecuente obligación de indemnizar³³. Como es público y notorio, los inversores que fueron perjudicados por las medidas adoptadas a partir de diciembre de 2001, que se describen en el subsiguiente apdo. 4, solicitaron el reconocimiento de importantes compensaciones.

4. La emergencia de 2002. Crisis macroeconómica y desquicio y encauzamiento del MREN.³⁴

El MREN y en especial los contratos de concesión y los primeros cuadros tarifarios de Edenor, Edesur y Edelap, fueron diseñados tomando en cuenta la estructura de costos y el nivel de ingresos de usuarios existente en 1990-92. Como consecuencia de la devaluación de 2002, dicha estructura de costos (en especial el costo del endeudamiento incurrido para ampliar la infraestructura energética) sufrió un cambio radical que hubiera requerido un fuerte ajuste tarifario que no podía ser absorbido por la mayoría de los usuarios finales, cuyo nivel de ingresos había disminuido dramáticamente.³⁵

³³ Ver “*Protección de Inversiones Extranjeras. Tratados Bilaterales*”, Esteban Ymaz Videla, Editorial La Ley, 1999.

³⁴ Las medidas adoptadas en 2002 supusieron un duro golpe a la seguridad jurídica, base del orden económico capitalista, definida por Frías como “*el contexto dentro del cual se toman las decisiones individuales y las interacciones de los actores sociales; para ellos, es la expectativa de que el marco legal es y será confiable, estable y predecible. Para que así sea, es indispensable que las decisiones de los actores políticos se tomen según la “lógica de las reglas” y no según la lógica de la discrecionalidad ...*” (“*Estado de Derecho y Seguridad Jurídica*”, Suplemento de Derecho Constitucional de la Revista El Derecho, 10/6/02).

³⁵ Ver Barreiro, “*Derecho de la Energía Eléctrica*”, p. 78.

La reacción de las autoridades frente al cambio que, al menos en parte, ellas mismas habían provocado, pone en evidencia una de las características del derecho administrativo, su mutabilidad, dada por la necesidad de responder a los cambios culturales, sociales, económicos y técnicos. Esa reacción se tradujo en diversas normas y acciones, que a continuación se analizan en forma sucinta.

La primera gran medida fue dejar sin efecto las cláusulas de ajuste dólar contenidas en los contratos de concesión de los servicios públicos de distribución y transporte de energía eléctrica³⁶, por medio del art. 8 de la ley 25.561³⁷. Dicha medida provocó una profunda fisura en el régimen económico de la industria eléctrica, basado, por décadas, en el traslado de sus costos a la tarifa pagadera por los usuarios finales y, en los años noventa, en la dolarización de sus precios.³⁸

Paradójicamente, aunque dicha disposición fue dictada en el marco de la emergencia declarada por el art. 1 de la citada ley 25.561, y tuvo por fin evitar los incrementos en las tarifas de los servicios públicos que derivarían de la salida de la convertibilidad y consecuente depreciación de la moneda nacional, difícilmente pueda el citado art. 8 ser considerado una norma de emergencia *stricto sensu*, por cuanto altera sin término (al menos expreso) los contratos de concesión y, por consecuencia, la economía del sector eléctrico, cuando, de acuerdo a la CSJN lo que distingue a este tipo de normas es que sus efectos (al igual que sus fundamentos) son limitados en

³⁶ Las incluidas en los contratos de concesión de distribución rezaban: *“Todos los costos antes mencionados se calcularán y reclacularán en dólares estadounidenses. El cuadro tarifario recalculado o resultante se expresará en el momento de su aplicación para la facturación a los usuarios en pesos (\$), teniendo en cuenta para ello la relación para la convertibilidad del peso, establecida en el art. 3 del Dec. 2128/91 o sus modificatorios”*

Los “costos antes mencionados” eran, básicamente, (i) el precio de la potencia y la energía en el MEM y (ii) los costos propios de distribución.

³⁷ El mismo dispone: *“Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexa torio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio un peso (\$ 1) = un dólar estadounidense (u\$s 1)”*

³⁸ Sobre este tema, ver *“Los contratos públicos y la reciente ley de emergencia”* (Juan C. Cassagne, RDA, 2002, p. 131) y *“La ley de convertibilidad y la tarifa de los servicios públicos”* (Roberto Boqué, RDA, 2001, p. 215).

el tiempo³⁹. Esta disfuncionalidad se hace más evidente si se considera que, de acuerdo a la más autorizada doctrina, la legislación de emergencia procura, frente a situaciones consideradas peligrosas, la defensa de la seguridad jurídica.⁴⁰

Con todo, al ponderar la gravedad de la medida en cuestión, no puede obviarse que (a) las cláusulas anuladas suponían que todos los costos de las concesionarias se encontraban denominados en dólares, cuando ello no es así⁴¹; y (b) tales cláusulas no eran estrictamente necesarias, en virtud de los mecanismos legales de traslado a las tarifas de los costos, incluidos los denominados en dólares.

La derogación de las cláusulas de ajuste dólar no hubiera debido impedir, en lo sustancial, el traslado de los costos a la tarifa, requiriéndose tan solo una adecuación del contrato de concesión, respetando el espíritu del régimen legal del sector. A pesar ello, el criterio de las autoridades fue inicialmente “congelar” las tarifas⁴². De tal manera, en aras de la estabilidad de precios, las medidas adoptadas inicialmente agravaron el daño que hubiera producido a la economía del sector una aplicación “moderada” del art. 8 de la ley 25.561.

Lo sucedido con los precios de la energía eléctrica y sus componentes contrasta con lo acontecido con los precios del petróleo y sus derivados:

³⁹ La medidas de emergencia ortodoxas han sido la suspensión de los desalojos y las moratorias hipotecarias, aprobadas por la Corte Suprema de Justicia desde 1922, a partir del célebre caso *Ercolano c/Lanteri de Renshaw*. El Plan Bonex -convalidado por la Corte en el caso Peralta (1990)- amplió las fronteras del poder interventor de emergencia; sobre el particular, ver “*El derecho de emergencia y los contratos administrativos*” (Ana Badillos y María Cecilia Recalde, RAP, 301, p. 87).

⁴⁰ Bidart Campos, Manual, tomo II, p. 349; ver también Padilla, Lecciones, tomo I, p. 147 y sgtes.

⁴¹ Piénsese por ejemplo en los costos de administración y comercialización, que integran el denominado “costo propio de distribución”.

⁴² Este afán tuvo su máximo exponente en la Res. ME 38/02, dictada el 9/4/02, que prescribió en su art. 1: “*Dispónese, en el marco de lo establecido en los artículos 1, 8, 9 y 10 de la ley 25.561 y el Decreto 293 de febrero de 2002, que los Organismos Centralizados, Descentralizados y Desconcentrados de la Administración Pública Nacional, incluyendo a los Organismos de Regulación y Control, alcanzados por las disposiciones anteriormente citadas, deberán abstenerse de adoptar cualquier decisión o ejecutar acciones que afecten directa o indirectamente los precios y tarifas de los servicios públicos sometidos a su ámbito de competencia, haciendo observar el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 8 y 10 de la ley 25.561.*”

mientras los primeros se mantuvieron casi inalterados, son notorios los incrementos de precios de los últimos. Esta distorsión deriva, entre otras cosas, de las asimetrías de los marcos regulatorios del petróleo y la electricidad, visibles en la muy distinta conformación del mercado mayorista, la que es decisiva para el mercado de consumo masivo (expendio de nafta y otros derivados, por un lado, y suministro domiciliario de energía eléctrica, por el otro), y también en el mercado minorista, que se encuentra fuertemente regulado en el sector eléctrico y considerablemente desregulado en el sector de hidrocarburos.⁴³

El régimen económico de la industria eléctrica se basó, desde 1960 hasta 1992, en el art. 39 de la ley 15.336 (M-521), y, desde 1992 en adelante, en los arts. 35, 36, 40 y 41 y concordantes de la ley 24.065 (M-1791). Tales normas recogían dos principios, receptados pacíficamente por décadas -con las peculiaridades del caso- en los mas diversos regímenes legales⁴⁴: los precios permitirían cubrir los costos de construcción, operación y mantenimiento y, en el caso de los concesionarios de servicios públicos, les permitiría obtener ganancias razonables, en base a tarifas razonables y justas. Tales estructuras legales, fueron y son, en rigor, una imposición de los hechos⁴⁵ y de la CN⁴⁶, y, en el caso de las concesiones de

⁴³ Dicha diferencia regulatoria contrasta con las similitudes en lo concerniente a la función económica de los productos involucrados: tanto los combustibles líquidos como la energía eléctrica son fuentes de energía mecánica, la cual es, a su vez, un insumo esencial de la industria y el comercio.

⁴⁴ Por ejemplo la ley 13.064 de obras públicas, que incorpora el sistema de coste y costas, y la ley 17.520 de concesiones públicas, conforme al cual las tarifas deben relacionarse con el costo del servicio.

⁴⁵ Si el régimen legal del servicio eléctrico no permitiera recuperar los costos a través de los precios mayoristas o la tarifa, los mismos deberían solventarse a través de subsidios o impuestos, cuya imposición corresponde en exclusiva al Congreso Nacional, conforme a los arts. 4 y 75, CN, y, en ciertos ámbitos, a las legislaturas Provinciales. De otro modo, el costo lo soportarían los propios usuarios, a través de medidas de racionamiento del servicio, que adoptarían la forma de cortes de suministro y fluctuaciones de tensión causados por el deterioro de las instalaciones derivado de la falta de cobertura de los costos de operación y mantenimiento. La Secretaría de Energía lo denomina costo de la energía no suministrada, y lo ha cuantificado en la suma de \$ 1.500 MWh. El colapso del sistema eléctrico operado en 1988-89 sin duda es -sin perjuicio de otros factores coadyuvantes- una muestra de lo indicado.

⁴⁶ El derecho de propiedad (art. 17, CN) y el principio de la igualdad en las cargas públicas (arts. 4 y 16, CN) impiden obligar a los contratistas públicos a solventar los mayores

1992-93, estuvieron, además, dirigidas a atraer las inversiones que la industria requería⁴⁷. A partir del descalabro producido por la citada ley “de emergencia”, la Secretaría de Energía, en uso de las facultades que le confieren el art. 37 de la ley 15.336 (M-521), los arts. 35, 36, 56 incisos a), d) y p) y 63, inciso g) y 82 de la ley 24.065 (M-1791), el art. 1 del Dec. 432/82 y el Dec. 186/95, y el ENRE, actuando en sintonía con la nueva política económica⁴⁸, hubieron de aplicar sucesivos paliativos regulatorios y neutralizar el descalce financiero causado, ante la imposibilidad de continuar utilizando el mecanismo de relojería que era el MREN.

Según veremos, en primer lugar, modificaron los Procedimientos de CAMMESA para morigerar en la medida de lo posible los incrementos en los valores pagaderos a los generadores en la operatoria del MEM y, cuando ello ya no fue posible, comenzaron a otorgar subsidios para intentar neutralizar los inevitables incrementos en dichos valores. En segundo lugar y encabalgado con la señalada política, redujeron al mínimo las variaciones en los valores incluidos en la programación estacional y trimestral de operación del MEM y, en consecuencia, los incrementos en los cuadros tarifarios del servicio domiciliario resultantes de las adecuaciones trimestrales a las modificaciones de los valores del MEM.

costos derivados de decisiones de la autoridad (ver por todos, Marienhoff, Tratado, III-A, p. 473).

⁴⁷ Sería forzado argumentar que la política sectorial encarada a partir de 1990 supuso algún tipo de “concesión graciosa” para los inversores. Un prócer tan paradigmático como José Hernández sostenía, al defender el endeudamiento del gobierno en moneda metálica para financiar obras en el Riachuelo, que “... *por las dificultades de colocar en el interior del país este empréstito y porque los capitales que vienen a colocarse dentro del país no buscan esa colocación si no encuentran la seguridad de hacer su servicio en metálico. Al colocar en manos del gobierno esa facultad es para llamar del extranjero esos capitales, porque no consignando esa facultad en la ley de hecho quedarían excluidos ...*” (“*Personalidad Parlamentaria de José Hernández, Diario de Sesiones de la Cámara de Diputados de la Prov. de Buenos Aires*”, 22 de agosto de 1879).

⁴⁸ Es en situaciones como las vividas en 2002 que se comprueba la efectiva vigencia de la proclamada independencia del ENRE, en la aplicación del MREN. Esta cuestión, digna de detenida consideración, tuvo su clímax con la ya mencionada Res. ME 38/02, que obligó al ENRE a congelar las tarifas, cuando ello no debía suceder ni aún aplicando la ley 25.561. La reacción que provocó dicha insólita medida es reconfortante, como lo es su rectificación, a través de la Res. ME 53/02.

Esta política terminó produciendo profundas distorsiones en el funcionamiento del MEM y el segmento minorista, especialmente en lo referido a los usuarios residenciales del servicio eléctrico.⁴⁹

4.1 Medidas de “emergencia”.

(a) Congelamiento en el MEM.

El 31/1/02, la Dirección Nacional de Prospectiva, ante la acefalía de la Secretaría de Energía, resolvió, mediante la disposición 1/02, mantener, para el período 1/2-30/4/02 (denominado reprogramación trimestral de verano), los valores de la potencia, la energía y demás servicios y variables del MEM, establecidos para el período 1/11/01-30/4/02 (denominado programación estacional de verano) por la Res. SE 325/01; para hacerlo, tuvo en cuenta el generoso saldo del fondo de estabilización creado por la Res. SEE 61/92⁵⁰, que permitía seguir remunerando los suministros y servicios ofrecidos en el ámbito del MEM conforme a los valores vigentes en la última porción de 2001. Esta norma fue más allá de lo que surgía del art. 8 de la ley 25.561, por lo que resultan aplicables las consideraciones efectuadas por la CSJN en el caso *Prov. de San Luis*, en la integración previa a la “renovación” dispuesta por la administración Kirchner.

(b) Congelamiento⁵¹ en el mercado minorista.

El 13/2/02 el ENRE, mediante la Res. 89/02, dispuso mantener los cuadros tarifarios vigentes para el período 1/11/01-31/1/02, en atención a que -al 25/1/02- la Secretaría de Energía no había aprobado modificaciones a los valores incluidos en la programación estacional aprobada mediante la susodicha Res. SE 325/01; adicionalmente, el ENRE postergó la aplicación de los reajustes derivados de los valores de demanda observados en el período 1/11/01-31/1/02, contrastados con los asumidos en la citada

⁴⁹ Ver Barreiro, “*Derecho de la Energía Eléctrica*”, p. 89.

⁵⁰ Simplificando, dicho fondo se conformó con la diferencia entre los precios trimestrales que pagan las distribuidoras y los precios horarios que perciben las generadoras y otros agentes. Cabe recordar que los primeros son fijados en un nivel lo suficientemente alto como para evitar angustias financieras al MEM, que pudieran traducirse en demoras en los pagos a los generadores. Dicha sabia política, seguida durante la última década del siglo 20, permitió acumular excedentes que, en los albores del siglo 21, evitaron un desastroso colapso.

⁵¹ No está de más recordar que, en rigor, a consecuencia de la devaluación, los congelamientos supusieron rebajas de las tarifas en dólares, en la cual están expresados numerosos costos de la industria.

programación estacional. Cabe para esta norma el comentario efectuado en el precedente apdo. (a).

(c) Pesificación del MEM y primeros paliativos.

El 14/2/02, el Ministerio de Infraestructura prorrogó, del 10/2 al 8/3, el plazo para que los generadores elevaran a CAMMESA los costos variables de producción⁵² para la programación estacional de invierno (del 1/5 al 31/10); ello, ante la total incertidumbre que sobre tal valor producía la caída libre del peso. El 7/03/02, el Ministerio de Infraestructura extendió dicho plazo hasta 18/3.

El 14/3/02, mediante la Res. SE 2/02, la Secretaría de Energía, ponderando la necesidad de “preservar la sustentabilidad de la actividad de generación” y que “las eventuales variaciones que registre la tasa de cambio entre el peso y las monedas extranjeras podrían producir ... desajustes de los valores de los costos variables de producción ...”, (I) estableció valores fijos para ciertos ítems de incidencia decisiva en los valores de la programación estacional de invierno: el costo de la energía no suministrada, el costo marginal asociado a áreas deficitarias, el precio base de la potencia y el precio por confiabilidad; (II) dispuso que, para la citada programación, debía “entenderse expresado en pesos la denominación monetaria del resto de las variables económicas mencionadas en los “Procedimientos de CAMMESA”⁵³ y (III) estableció que los precios estacionales de la energía serían calculados (i) convirtiendo el costo de los combustibles líquidos importados a pesos a la tasa que fijara el Banco Central de la República Argentina⁵⁴, (ii) ponderando el costo de los nacionales “con la mejor información que posea CAMMESA” y (iii) considerando los valores del agua que resulten de la optimización a realizar por CAMMESA.

⁵² Según el apdo. 2.1 y los anexos 2 y 13 de los Procedimientos de CAMMESA, las centrales térmicas deben informar las provisiones de disponibilidad de combustibles, los costos variables de producción, el precio de referencia del transporte de combustibles y el sobre costo de punta de máquinas turbovapor. CAMMESA debe calcular ciertos valores de referencia (que operan como máximos) para tales datos, en base a la metodología elaborada por la Secretaría de Energía, y contenida en el Anexo 13 de los Procedimientos de CAMMESA.

⁵³ Esta medida produjo un severo desajuste en la economía de las compañías de generación, cuyos costos, en muchos casos, seguían mayoritariamente denominados en dólares. Resultan por lo tanto de aplicación los comentarios efectuados en el apdo. 6.1.1.

⁵⁴ No debería dejar de considerarse la compatibilidad de este tipo de disposiciones con el art. 7 de la ley 23928, que prohíbe todo tipo de fórmula indexatoria.

(d) Otro refuerzo al ritmo de la devaluación, y un nuevo sobrecosto.

En plena disparada del dólar, el 5/4/02, mediante la Res. SE 8/02, la Secretaría de Energía, considerando que *“la salida de la convertibilidad requiere adecuar al nuevo contexto macroeconómico las normas dictadas por esta Secretaría en el marco de los Artículos 35 y 36 de la Ley N. 24.065 ... Que tal adecuación normativa se torna urgente y prioritaria en los aspectos vinculados con la sanción de los precios en el Mercado Spot para el periodo estacional de invierno”*, estableció que, para la programación y la fijación de los valores para el período 1/5-31/10/02, (I) los generadores térmicos declararían sus Costos Variables de Producción (CVP) y los hidroeléctricos los Valores del Agua (VA), en pesos por megavatio hora, brindando detalladas informaciones que permitieran a la Secretaría de Energía auditar los mismos; (II) en ocasión de la reprogramación semanal de la primera y tercera semana de cada mes, los generadores cuyos CVP hubieran experimentado modificaciones superiores al 5% podrán redeclarar los mismos, quedando habilitadas en la misma oportunidad las redeclaraciones de los VA y las importaciones spot; (III) la Secretaría de Energía podría fijar, a posteriori, precios máximos; (IV) el día previo a la habilitación de una declaración o redeclaración de CVP, CAMMESA determinará, utilizando la tasa (la paridad del dólar) que fije el Banco Central de la República Argentina, los valores a reconocer; (V) en caso que tales valores fueran superiores a los declarados por los generadores, la diferencia sería cargada a los agentes consumidores del MEM, y lo abonado por éstos se acumularía en una cuenta (Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho) del Fondo de Estabilización, que debería utilizarse para remunerar a los generadores; (VI) el precio estacional de la energía para distribuidores computaría los Sobrecostos Transitorios de Despacho asignables a la demanda de cada distribuidor, del modo que se computan los Sobrecostos por Precios Locales (SPPL) y las Diferencias por Factores de Nodo (DIFFN); y (VII) serían despachadas las centrales disponibles cualquiera fuera su costo, con un precio spot máximo de \$ 120 MWh (y de \$ 240 MWh en caso de déficit del MEM); las diferencias entre dicho tope y los costos superiores de ciertas máquinas serán cargadas a los agentes consumidores, acreditándose los importes respectivos en la Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho. Además, autorizó la

utilización del dinero acumulado en el Fondo de Estabilización para financiar los costos variables de las centrales térmicas⁵⁵; e instituyó un mercado spot anticipado, tendiente a facilitar la estabilización del precio estacional a distribuidores.⁵⁶

El 30/4/02, aplicando las directivas emanadas de la Res. SE 8/02, la misma Secretaría de Energía, mediante la Res. SE 106/02, aprueba la programación estacional de invierno (período 1/5-31/10/02), tomando como referencia la máxima probabilidad de excedencia (99%), lo cual tuvo como efecto, adoptar los niveles de precios estacionales a distribuidores más bajos, lo que acentuó la desfinanciación del Fondo de Estabilización.

(e) Mejoras en la remuneración de la potencia y sinceramiento del costo de la devaluación.

El 4/7/02, la Secretaría de Energía, mediante la Res. SE 246/02, intenta oxigenar la situación de la industria y socializar el costo de la devaluación (y otros ...), introduciendo una serie de importantes modificaciones a los Procedimientos de CAMMESA, a saber (I) introdujo un nuevo “sobrecosto”⁵⁷ a ser soportado por los consumidores del MEM, el Sobrecosto de Combustibles, resultante del impuesto a la transferencia de combustibles, la tasa sobre el gas-oil y el recargo sobre el gas natural ... y todos los otros gravámenes que establezca el gobierno ...; (II) a los efectos de determinar los cargos por potencia, se prevé que se deducirá la demanda cubierta con contratos de importación, en base a lo que informe el agente comprador, y se agregará la demanda por exportación, en base a las curvas de carga representativas del o los respectivos contratos; (III) se reglamenta con mayor detalle (con la plausible finalidad de promover) la intervención de los denominados Grandes Usuarios Interrumpibles como factor de

⁵⁵ La Res. SE 33/02, del 17/4/02, formuló ciertas aclaraciones respecto de las garantías a requerir a los beneficiarios de los adelantos.

⁵⁶ No nos detendremos en analizar este mecanismo por haber sido suspendida su utilización a poco de ser instaurado.

⁵⁷ Ya existían los “Sobrecostos por Precios Locales”, los “Sobrecostos por Apartamientos Transitorios de Despacho” y las “Diferencias por Factores de Nodo”. Todos ellos son fondos que pagan los agentes consumidores del MEM -principalmente los distribuidores, y con ellos los usuarios finales- en virtud de ciertas ineficiencias pautadas del sistema y quedan depositados en diversas cuentas con diversas funciones, establecidas por la Secretaría de Energía (contracíclicas, financiación de obras, estabilización de precios, etc.).

reserva en caso de “condiciones de déficit de corto y mediano plazo”, que permita “reemplazar restricciones al suministro”⁵⁸; (IV) se independiza la remuneración de la potencia, distinguiéndose la correspondiente a la Potencia Base⁵⁹ y la correspondiente a la Reserva de Confiabilidad, y se “pesifica” dicha remuneración⁶⁰, pasando la remuneración de la Potencia Base a ser \$ 10 MW por cada hora del Período en que se Remunera la Potencia; (V) se independiza el cálculo y pago⁶¹ de los cargos por potencia, a ser abonados por los agentes consumidores: cargo por potencia despachada⁶², cargo por reserva de potencia⁶³ y cargo por servicios asociados a la potencia⁶⁴; (VI) se establecen servicios de reserva diferenciados, con sus correspondientes remuneraciones: reserva instantánea, reserva regulante, reserva operativa de 5 minutos, reserva de 10 minutos, reserva fría de 20 minutos, reserva de 4 horas y reserva de confiabilidad; (VII) se establecen⁶⁵ nuevos parámetros para remunerar los nuevos servicios y remuneraciones reconocidos: la remuneración de la reserva operativa, la reserva de 10 minutos y la reserva fría sería un porcentaje del precio de la energía; y la remuneración de la reserva instantánea y la reserva de confiabilidad sería un porcentaje del precio de la

⁵⁸ Esta novedad regulatoria obedeció a dos factores concomitantes (i) previsible disminución de la oferta de generación, derivada del deterioro de dicho subsector y (ii) previsible disminución de la demanda de potencia y energía, por la recesión imperante.

⁵⁹ En el nuevo Anexo 21 de los Procedimientos de CAMMESA se aclara que la remuneración de la Base de Potencia es la contraprestación por la disponibilidad para operar, y será abonada en las horas de remuneración de la potencia.

⁶⁰ Con anterioridad a la Res. SE 246/02, el Precio de la Potencia en el Mercado equivalía a la sumatoria del Precio Base (que ascendía a US\$ 5 MW por cada hora del Período en que se Remunera la Potencia) y el Precio por Confiabilidad (cuyo mínimo era US\$ 5 MW por cada hora del Período en que se Remunera la Potencia).

⁶¹ Con anterioridad a la Res. SE 246/02, el Cargo Mensual por Potencia, pagadero por cada agente consumidor -principalmente los distribuidores-, equivalía a la sumatoria del Cargo por Potencia Despachada, el Cargo por Reserva y el Cargo por Servicios Asociados a la Potencia (cap. 2.5.3.5 de los PC).

⁶² El cual se abona en función de la demanda en las horas en que se remunera la potencia (cap. 2.5.2.1.4 PC).

⁶³ El cual se abona en función de la estimación de requerimiento máximo mensual formulada por dicho agente (cap. 2.5.2.1.4 PC).

⁶⁴ El cual se abona en función de la potencia declarada y la estimación del requerimiento máximo mensual efectuados por el agente en cuestión (cap. 2.5.2.1.4 PC).

⁶⁵ En el anexo 15 de los PC.

potencia; (VIII) se fijaron los niveles de reserva requeridos por el MEM para algunas de las nuevas reservas reconocidas por la Secretaría de Energía; (IX) se incorpora una nueva modalidad de contratación en el Mercado a Término (cap. 4, PC), denominada “Contratos de Energía”⁶⁶, cuyo régimen se asimila al de los “Contratos de Abastecimiento”; (X) se establece que, hasta la “readaptación” del MEM, para las compras de los agentes consumidores del MEM en el Mercado Spot, los Factores de Nodo serán iguales a la unidad, lo cual se traducirá en un incremento de precios en las distribuidoras alejadas del centro de carga del sistema (Ezeiza) que adquieren su energía en el MEM⁶⁷; (XI) se establece que, hasta la “readaptación” del MEM, los Factores de Adaptación para el cálculo del precio de la potencia de todos los nodos del sistema de transporte serán iguales a la unidad, con lo cual se elimina una forma de compensación de los sobrecostos que sufren las compañías de distribución cada vez que se producen anomalías en los nodos que las vinculan con el MEM⁶⁸, sobrecostos que, a su vez, reflejan -principalmente- el costo de la energía no suministrada⁶⁹; (XII) se establece que los sobrecostos derivados de la entrada en servicio de centrales que operen bajo la figura de “generación

⁶⁶ En los mismos se compromete la venta de energía, con la particularidad de que la garantía de suministro es sólo la oferta en el Mercado Spot (cap. 4.5, PC).

⁶⁷ Según el Anexo 3 de los PC, los “Factores de Nodo” reflejan las pérdidas de energía producidas durante su transporte hasta el nodo en cuestión. Los nodos son los puntos de vinculación de los distintos agentes del MEM con éste. Los “Factores de Nodo” determinan el precio a pagar por cada agente consumidor. A tal fin, se afecta el “Precio del Mercado” (que es el precio en el centro de carga del sistema, ubicado en Ezeiza) por el “Factor de Nodo” de un determinado agente. Por ejemplo, si el “Factor de Nodo” de EPEN (la distribuidora de Neuquen) es igual a 0,85, la misma abonará por la energía que consume un 15% menos. Se aprecia entonces porqué el efecto de la Res. SE 246/02 en este punto es incrementar el precio a pagar por las compañías de distribución del interior del país.

⁶⁸ Según el Anexo 3 de los PC, los Factores de Adaptación compensan los sobrecostos producidos, en los nodos receptores, a los agentes consumidores, cuando las interconexiones del sistema de transporte en alta tensión tienen salidas de servicio forzadas. Dichos factores representan la relación entre el precio de la potencia en el nodo y el precio en el centro de carga del sistema (Ezeiza) cuando el nodo se encuentra vinculado sin restricciones.

⁶⁹ Esto significa que el MEM elimina esta compensación a las distribuidoras (y, eventualmente, sus usuarios finales) por los cortes de suministro derivados de fallas en el sistema de transporte de alta tensión. Algo quizá inevitable, pero que de todos modos supone reconocer un retroceso luego de una década de mejoramiento del servicio.

forzada”⁷⁰ destinada a evitar interrupciones de suministro a usuarios finales, sean debitados de la Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho creada por la Res. SE 8/02. La mayoría de estas modificaciones entraría en vigor el 1 de agosto de 2002.

(f) Pautas para ejecutar la nueva partitura.

El 25/7/02, mediante la Res. SE 329/02, la Secretaría de Energía dispuso mantener, para el período 1/8-31/10, los valores correspondientes a la programación estacional dispuesta para el período 1/5-31/10. Para ello, tuvo en cuenta la adecuada cobertura que brindaba el fondo de estabilización de precios a distribuidores instituido por la Res. SEE 61/92. Además, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA para adecuar la ejecución de la reprogramación correspondiente al período 1/8-31/10, a las reglas establecidas en la Res. SE 246/02. Concordantemente, y en atención a los previsibles descalces que produciría la aplicación de tales reglas -en especial en lo relativo a la metodología para remunerar la potencia- la Secretaría de Energía autorizó la compensación de tales desfases con los fondos existentes en el citado fondo de estabilización de precios.

(g) Más analgésicos.

La Res. ENRE 383/02, dictada el 13/8/02, aprobó los cuadros tarifarios para el período 1/8-31/10/02; aprobó por primera vez desde la declaración de emergencia, un incremento de tarifas, a fin de reflejar los mayores costos derivados de la Res. SE 329/02, ponderando para ello que la Res. ME 53/02 autorizó la realización de ajustes estacionales pautados por la Secretaría de Energía. Por otra parte, la Res. ME 308/02, de 16/8/02, abrió las puertas para una relajación del exigente régimen de multas por calidad de servicio, al permitir a las concesionarias alegar las medidas adoptadas a través y a consecuencia de la ley 25.561, como causal de los eventuales incumplimientos, lo que debería ser tenido en cuenta por las autoridades de aplicación; la vía elegida es cuestionable.

(h) Más servicios de reserva.

⁷⁰ Es decir, centrales que entran en servicio para abastecer la demanda en una determinada área de distribución a pesar de que sus costos son superiores al óptimo, cosa que sucede por la existencia de restricciones en el sistema de transporte o distribución, que impiden que tal demanda sea satisfecha por unidades más eficientes. Esta situación deriva en mayores precios para los usuarios finales.

La Res. SE 1/03, dictada el 2/1/03, incorporó dos nuevos servicios, la reserva de disponibilidad con garantía de combustible y la reserva de confiabilidad. Además, estableció que los generadores que operaran con costos superiores a \$ 110 MWh serían remunerados al 110% de sus costos. También, implementó un mercado spot anticipado.

La Res. SE 984/03, dictada el 22/12/03, complementa la Res. SE 1/03, disponiendo una licitación, a realizarse en enero de 2004, de los servicios de reserva previstos en dicha resolución, y creando un “fondo especial”, para financiar dicha operatoria.

(i) Intentando contener los precios mayoristas.

Mediante la Res. SE 240/03, dictada el 19/8/03, y ante el incremento en los costos variables de los generadores fruto de la creciente “escasez” de gas natural, que derivaría en un incremento del precio del mercado, se dispuso que dicho precio sería fijado sin computar los costos variables que excedan el costo variable basado en el uso de gas natural o los máximos reconocidos de acuerdo a la Res. SE 1/03. El precio máximo de \$ 120 MWh pasa a regir incluso en situaciones de restricción a la demanda.

Las decisiones descriptas precedentemente produjeron inevitables consecuencias. Veamos.

4.2. Distorsiones producidas.

(a) Los generadores obligados a aportar a sostener el sector.

Los primeros en ser llamados a aportar fueron los agentes vendedores del MEM. Mediante la Res. SE 406/03, que entró en vigencia el 9/9/03, y ante el previsible agotamiento del Fondo de Estabilización, que derivó en la falta de pago de las ventas al MEM efectuadas desde junio de 2003 en adelante, dispuso la “consolidación” mensual (eufemismo por refinanciación compulsiva) de los saldos adeudados a los agentes vendedores. La Res. SE 943/03 (B.O. 10/12/03) modificó la Res. SE 406/03, al disponer que las acreencias que la misma consolidara no constituirían una deuda líquida y exigible (...). De más está decir que este tipo de medidas como mucho pueden ser consideradas una forma de “formalizar” una situación de incumplimiento, es decir una moratoria unilateral, como lo fue en su momento la ley 23.982 y tantas otras.

Lo curioso es que las autoridades intentaron, a través de las Res. SE 712 (B.O. 15/7/04), 826/04 y complementarias, constituir un fideicomiso público (el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la

oferta de energía eléctrica – FONINVEMEM) e inducir (“invitar”) a los agentes acreedores a “aportar” sus acreencias a dicho fideicomiso⁷¹. El mismo tendría por objeto construir centrales térmicas a fin de evitar nuevas crisis energéticas. Es del caso destacar que la operatividad de dicho fondo dependería de la normalización del sector eléctrico, es decir de la recomposición tarifaria y la recuperación financiera del MEM. Desde el punto de vista legal, cabe señalar que los deudores de las acreencias a aportar eran los agentes vendedores del MEM, principalmente los distribuidores. Más curioso aún fue que muchos generadores terminaron aceptando la “propuesta” de la SE, tal como lo reflejaron la Res. SE 3/05 (B.O. 10/1/05) y complementarias.

(b) Otra vez el sector eléctrico apoyado con rentas generales.

El Estado Nacional también hizo su aporte, cosa que no hacía desde las privatizaciones de principios de “los noventa”. Mediante el Dec. 1181/03 (B.O. 5/12/03), se transfirieron \$ 150.000.000 desde el Fondo Unificado⁷² al Fondo de Estabilización. Con posterioridad, el Tesoro Nacional “se hizo cargo” de esta deuda del Fondo de Estabilización, mediante los Decs. 365/04 (26/3/04) y 512/04 (23/4/04), por los que el PEN otorgó al Fondo Unificado (art. 37 ley 24.065 (M-1791)) préstamos por \$ 200.000.000. Dicho “auxilio” fue ampliado en \$ 300.000.000, mediante el Dec. 962/04 (29/7/04). Asimismo, mediante el Dec. 1672/04 (B.O. 7/12/04), se otorgó un nuevo préstamo por \$ 300.000.000 al Fondo Unificado (art. 37 ley 24.065 (M-1791)). Mediante la Res. SE 652/09 (B.O. 18/8/09) se morigeró la aplicación de la Res. SE 1169/08 (ver apdo. 4.3), lo cual se tradujo en la refacturación de los consumos involucrados, tanto en el MEM como en el mercado minorista de clientes de compañías de distribución, ordenada por la Res. ENRE 433/09 (B.O. 19/8/09). De cualquier manera, no se explicitó el otorgamiento del subsidio.

(c) Sustitución de producción nacional.

⁷¹ Ver “El colapso argentino y los principales mecanismos de readaptación aplicados al sector de generación de energía eléctrica, con especial referencia al FONINVEMEM” (Fernández Lamela, Pablo – Travieso, Florencio; en Hernández-Mendible, “Derecho administrativo iberoamericano”, Paredes, volumen 3, págs.. 2003 a 2021).

⁷² Según se explica en el apdo. 2.6.2 del cap. XVI, el fondo unificado fue creado por el art. 37 de la ley 24.065 (M-1791), se “alimenta” con la remuneración correspondiente a las centrales estatales, y es un fondo “multipropósito”.

Otro lamentable resultado fue que, como resultado de la falta de inversiones derivada de la crisis de 2002 y el consecuente “cuello de botella” del sector energético, el Estado Nacional hubo de importar energía eléctrica y combustibles.

Así, la Res. SE 389/04 instruyó a CAMMESA para que suscriba con PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) contratos de suministro de combustibles líquidos en el marco del convenio suscripto entre Argentina y Venezuela y a organizar un sistema para los generadores que estuvieran interesados adquirieran dicho combustible.

Por otra parte, a través de la Res. SE 434/04, se instruyó a CAMMESA a adquirir, por cuenta y orden del Estado Nacional, con cargo al Fondo de Estabilización, energía eléctrica proveniente del Brasil, llevando a cabo a tal fin una licitación pública internacional.

Por fin, mediante la Res. SE 436/04, se instruyó a CAMMESA a prefinanciar, con recursos del o destinados al Fondo Unificado (art. 37 ley 24.065 (M-1791)), la adquisición de combustibles líquidos para el período mayo-octubre de 2004.

Ahora bien, todo lo anterior permitió superar el “bache energético”, pero tuvo un costo considerable, que en principio hubo de ser soportado por el Estado Nacional o financiado con los recursos del Fondo Unificado, con la consecuente “precarización” del sistema energético. Pero las autoridades encontraron un expediente para que el pertinente esfuerzo financiero fuera soportado por un sector específico: los agentes exportadores del MEM (comercializadores y generadores). Lo hizo a través de la Res. SE 949/04, de dudosa legitimidad, pues impone una “carga” a una determinada categoría de entidades, la cual por lo tanto no posee la característica de generalidad que la CN exige para este tipo de “cargas”. Además, la “carga” en cuestión no está respaldada por una ley material.

(d) Restricción de exportaciones y racionamiento del consumo.

Desafortunadamente, el desbalance provocado por el régimen transitorio instaurado en 2002, llevó a las autoridades a restringir las exportaciones de gas, a través de la Res. SE 265/04, dictada el 24/03/04.

Quizá como una tardía respuesta a la obvia reacción diplomática de los países vecinos, se dictaron las Res. SE 415, 416, 552 (B.O. 31/5/04) y 801/04, que instauraron e implementaron un programa de uso racional de la energía eléctrica, que fue instrumentado por el ENRE a través de

penalizaciones a los consumos que superaran ciertos niveles. Los recargos correspondientes a los usuarios que no redujeron sus consumos fueron aprobados mediante la Res. ENRE 523/04 (B.O. 16/9/04) y complementarias.

Frente a las significativas consecuencias de las políticas que venían aplicándose, las autoridades comenzaron un sutil y disimulado viraje.

4.3. Normalización y renegociación contratos de concesión.

(a) ¿Volviendo a la normalidad?

El 24/1/04, la Secretaría de Energía dictó la resolución 93, que constituyó un apartamiento del esquema para precios del MEM en vigencia desde 1992 bajo la ley 24.065 (M-1791), caracterizado por su uniformidad. En efecto, determinó que los precios del MEM para ciertas categorías de consumidores (p.ej. grandes usuarios y grandes consumidores residenciales) sufrirían un incremento, mientras que otros (p.ej. pequeños consumidores residenciales) permanecerían sin cambios. Uno de los objetivos declarados de la Res. SE 93/04 fue permitir la recomposición del Fondo de Estabilización, que se había agotado como resultado de la política seguida hasta entonces, a través de pagos más elevados a ser efectuados por los antedichos agentes del MEM. En base a la Res. SE 93/04, el ENRE emitió el 11/3/04, la resolución 192/04, que estableció tarifas diferenciales para consumidores finales de conformidad con la misma, postergando a futuro los ajustes ex - post para ciertas categorías de usuarios.

En paralelo, los Decs. 180 y 181/04, dictados el 13/2/04, dispusieron el marco para la progresiva recomposición del precio del gas natural en boca de pozo, un elemento determinante para la fijación de los precios mayoristas de la energía y potencia.

Mediante la Res. SE 842/04 se continuó en la senda de recomposición del sistema energético, procurando *“minimizar en lo posible los impactos sobre los segmentos socialmente más vulnerables de la demanda”*. En esa línea, la Res. ENRE 527/04 (B.O. 22/9/04) transfirió los ajustes ex - post únicamente a las tarifas T1-G, T2, T3 y peaje parcialmente y asimismo aplicó parcialmente, a las tarifas T1-G el ajuste similar que la Res. ENRE 592/04 había postergado.

Igual tendencia siguieron las Res. SE 1434/04 (7/12/04) y 1676/04 (23/12/04), dirigidas a restaurar el Fondo de Estabilización, que establecieron los factores, precios y cargos adicionales a aplicar en el MEM

a partir del 1/01/05. Asimismo, la Res. ENRE 3/05 (B.O. 3/1/05), que aprobó la adecuación tarifaria para el período iniciado el 10/01/05, tomando en consideración los valores aprobados por la Res. SE 1434 y 1676/04. Con posterioridad, la Res. SE 1577/06 (B.O. 15/11/06) y la Res. 490/07 (B.O. 16/5/07), dispusieron la aplicación de los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en el MEM, como así también los factores, precios y cargos adicionales a los mismos establecidos por las Res. 1434/04 y 1676/04 antes mencionadas. Luego, la Res. SE 1169/08 aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno 2008 para el período agosto - octubre 2008 y la Programación Estacional Definitiva para el período noviembre 2008 - abril 2009, incorporando los valores emergentes de las Res. 1434/04 y 1676/04. A través de la Res. ENRE 628/08 (B.O. 26/11/08), se incorporaron los respectivos valores a los cuadros tarifarios de Edenor, Edesur y Edelap.

Mediante la Res. SE 652/09 (B.O. 18/8/09) se morigeró la aplicación de la Res. SE 1169/08, lo cual se tradujo en la refacturación de los consumos involucrados, tanto en el MEM como en el mercado minorista de clientes de compañías de distribución, ordenada por la Res. ENRE 433/09 (B.O. 19/8/09).

Mediante la Res. SE 347/10 (B.O. 4/5/10), se suspendió la aplicación, durante el período comprendido entre el 1 de junio de 2010 y el 30 de septiembre de 2010, de los artículos 6, 7 y 8 de la Res. SE 1169/08.

Luego de finalizado dicho período, la Res. ENRE 550/10 (B.O. 19/10/10), dispuso la aplicación de los cuadros tarifarios emergentes de la Res. ENRE 628/08, para el período que comenzó el 1/10/10. Lo mismo hizo, para el período que comenzó el 1/10/11, la Res. ENRE 333/2011 (B.O. 13/10/11).

(b) La renegociación (¿re-indexación?) de los contratos de concesión.

La misma ley 25.561, que desencadenó el descalabro sectorial descripto en los precedentes apdos. 4.1 y 2, quizá anticipándolo, dispuso que el PEN renegociaría los contratos afectados. Esta asignación de competencia es correcta en el sector eléctrico, pues, como se verá en el apdo. 4.2.4.1 del cap. V, el PEN es el concedente en los contratos de servicios públicos del sector. El proceso fue conducido por dependencias del PEN (el Ministerio de Economía, la “UNIREN”), con escasa injerencia del ENRE. Incluso se

ordenó inicialmente a dicha entidad abstenerse de validar tarifas o sus reajustes, autorizándola luego a validar ajustes estacionales (Res. ME 53/02) y a considerar pedidos de reajustes tarifarios basados en el art. 46 de la ley 24.065 (M-1791) (Res. ME 487/02). Finalmente, se establecieron reglas más amplias para compatibilizar el ejercicio de las funciones ordinarias del ENRE con la renegociación de los contratos de servicios públicos (Res. ME 308/02). Los procesos iniciados por las prestadoras bajo dicha norma fueron suspendidos por orden judicial. Por otra parte, durante el proceso de renegociación de los contratos el PEN otorgó aumentos provisorios de tarifas, que fueron neutralizados por órdenes judiciales. También se dispuso que todo reclamo entre concesionario y concedente por incumplimiento de los contratos bajo renegociación debería ser solucionado al completarse la misma, debiendo elevarse a la UNIREN los antecedentes de los incumplimientos contractuales -faltas a los requerimientos en materia de calidad del servicio- vinculados a la emergencia declarada por la ley 25.561 (Dec. 1090/02 y Res. ME 308/02). Asimismo, se permitió el inicio de procedimientos de concurso preventivo sin que los mismos afectaran las concesiones. También, se contempló la celebración de acuerdos parciales, la incorporación de enmiendas provisorias, la readecuación de los parámetros de calidad, etc.. La ley 25.790 prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2004 el plazo para renegociar los contratos y otorgó mayores facultades al PEN, reiterando la posibilidad de celebrar acuerdos parciales. La ley 25.972 (B.O. 17/12/04) amplió el plazo hasta el 31/12/05⁷³ y estipuló que el PEN remitiría la propuesta de acuerdo a la Comisión Bicameral de seguimiento de la renegociación de los contratos afectados por el art. 11 de la ley 25.561. El Congreso dispondría de 60 días corridos para expedirse. Transcurrido dicho plazo sin que mediara pronunciamiento, se tendría por aprobado el acuerdo. En esa senda, se celebraron acuerdos con las prestadoras de servicios telefónicos y sanitarios.⁷⁴

⁷³ La ley 26.204 (B.O. 20/12/06) prorrogó la emergencia hasta el 31/12/07, la ley 26.339 (B.O. 4/1/08) prorrogó la emergencia hasta el 31/12/08, la ley 26.456 hasta el 31/12/09 y la ley 26.563 (B.O. 22/12/09) hasta el 31/12/11. Tras sucesivas prórrogas, la ley 27.200 (B.O. 4/11/15) extendió el plazo hasta el 31/12/17.

⁷⁴ Ver el equilibrado y exhaustivo artículo *“Los servicios públicos. La renegociación de sus contratos”*, de Pozo Gowland, Héctor; en Suplemento de Derecho Administrativo de la Revista El Derecho, de 31/8/04; Ver también Barreiro, Derecho de la Energía Eléctrica,

Acuerdos con Edenor, Edesur, Edelap y Transener. Los acuerdos con las concesionarias se concretaron en primera instancia a través de una “carta de entendimiento”, que fue sometida a debate en una audiencia pública. Como resultado de la misma, se elaboró un “acta acuerdo de adecuación del contrato de concesión”. Este procedimiento puede obedecer a cierta lógica, pero sería deseable que en otros casos se debata algo más que una “carta de entendimiento” en la audiencia pública o que, cuanto menos, se adopten recaudos para evitar que, luego de la misma, se introduzcan modificaciones sustanciales que no hubieran sido evaluadas en la misma, tales como, en el caso de Edelap, ciertos incrementos tarifarios y el régimen de tarifa social (es fácil imaginar la reacción de las asociaciones de defensa del consumidor en la audiencia pública de habérseles informado con anterioridad a la misma que serían los usuarios quienes financiarían las tarifas subsidadas de los consumidores que el “área social del PEN” determine).

El primer acuerdo con un operador del MREN fue el alcanzado por la UNIREN con Edelap S.A. en noviembre de 2004. También se alcanzaron acuerdos con Distrocuyo S.A. (en diciembre de 2004) y con Edenor, Edesur y Transener S.A. (en febrero de 2005).

Por su representatividad analizaremos los acuerdos con Edenor, Edesur, Edelap y Transener, señalando en este acápite sus aspectos comunes⁷⁵. Ellos son:

* La suavización del régimen de calidad de servicio para el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 (en el caso de Transener S.A.) o la fecha de firma del acuerdo definitivo de renegociación (en el caso de Edenor, Edesur y Edelap) y la fecha de entrada en vigencia de la revisión tarifaria integral prevista en los acuerdos de renegociación. En el caso de Edenor, Edesur y Edelap, se las eximió del ajuste de las sanciones que resultaría del aumento de la remuneración de la concesionaria pactada en la propia acta acuerdo y se les permitió aplicar las multas a cumplir con el plan de inversiones adicionales a las que surjan de la revisión tarifaria integral, siempre que hubieran registrado índices de calidad de servicio superiores a la “calidad media de referencia”, definida en las actas acuerdo como el promedio de los índices de calidad registrados entre 2000 y 2003.

p. 80; y “¿Un nuevo paradigma en la regulación y los contratos de servicios públicos?” (Rodolfo Martínez de Vedia, RAP, 312, p. 31).

⁷⁵ En el caso de Edelap, haremos referencia al contenido del “acta acuerdo”.

* El otorgamiento de diversos incrementos tarifarios “provisorios” desde la firma del acuerdo de renegociación. En ambos casos regiría el cuadro tarifario contenido en los respectivos contratos de concesión, excepto que no se aplicarían las cláusulas de indexación contenidas en los mismos, por efecto de lo dispuesto en el art. 8 de la ley 25.561. En los casos de Edenor, Edesur y Edelap, se reconocería (i) un aumento promedio del 23% sobre los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación a partir de noviembre de 2005 que no podría resultar en un incremento superior al 15% en las tarifas y que recaería sobre todas las categorías de usuarios menos las T1R1 y T1R2; (ii) un régimen de reajuste tarifario en función de la modificación de diversas variables económicas, a través de indexaciones semestrales (cuando la fluctuación en los costos supere el 5%) y extraordinarias (cuando la fluctuación en los costos supere el 10%), que se sumarían a las que podrían solicitarse bajo el art. 46 de la ley 24.065 (M-1791); (iii) un aumento adicional del 5% sobre los costos propios de distribución, destinado a financiar obras en áreas rurales; y (iv) un incremento en función de la variación de los precios mayoristas de la electricidad⁷⁶. En el caso de Transener, se estipuló (i) un incremento del 31% sobre la remuneración total; (ii) un régimen de reajuste de tarifas en función de la modificación de diversas variables económicas; y (iii) la incorporación, a la remuneración, del “carga por reactivo” y de ciertos equipos (v/apdo. 2.1.2 del cap. XVI).

* El compromiso del Estado Nacional de promover la implementación de una “tarifa social”, cuyos lineamientos no cumplen con el recaudo de su financiamiento íntegro por el Estado Nacional que surge del art. 42 inc. (e) de la ley 24.065 (M-1791) (v/apdo. 1.4.4 del cap. XV), en tanto prevé que

⁷⁶ Por aplicación de estos mecanismos, mediante Res. ENRE 324/08 y sus modificatorias Res. ENRE 356/08 (B.O. 15/8/08) y 384/08 (B.O. 29/8/08), se ajustaron las tarifas de Edenor, Edesur y Edelap y mediante Res. ENRE 326/08, 327/08, 328/08, 329/08, 331/08, 333/08, 334/08 y 335/08 (B.O. 8/8/08) se ajustaron las tarifas de Transnoa, Transba, Transener, Distrocuyo, Transpa, Transco, Transnea y la Empresa de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal. La potencialidad litigiosa del esquema en cuestión se puso de manifiesto, por ejemplo, en la impugnación deducida por Transener contra la antes mencionada Res. ENRE 328/08, desestimada por Res. ENRE637/08.

será financiada por el resto de los usuarios, junto al Estado Nacional y al concesionario.⁷⁷

* El compromiso del concesionario de llevar a cabo ciertas inversiones, lo cual se encuentra en línea con lo dispuesto por la ley 15.336 (M-521) en el inciso 4 de su art. 18 (v/apdo. 6.3 del cap. VIII), pero seguramente dará lugar a cuestiones interpretativas en tanto no se concilia fácilmente con el régimen de inversiones establecido en las concesiones de 1992 y 1993, que no se basa en un plan específico de inversiones sino en el establecimiento de metas en materia de calidad del servicio (v/apdos. 4.2.2.1 y 4.3.1 del cap. IX).

* La realización de una revisión tarifaria integral, dirigida a establecer un nuevo régimen tarifario, entre la fecha de convocatoria y el 30/6/05 (en el caso de Edelap) y el 31/12/05 (en el caso de Transener S.A.) y entre el 21/9/05 y el 31/5/06 (en los casos de Edenor y Edesur). Este procedimiento es perfectamente comprensible, pero interfiere con el mecanismo ordinario de readecuación tarifaria (v/apdo. 1.4.5 del cap. XVI), por lo que deberían ser conciliados. En los casos de Edenor, Edesur y Edelap, dicha revisión contemplaría mecanismos no automáticos de readecuación de tarifas en función de la modificación de las variables económicas, métodos de evaluación de la eficiencia en la prestación del servicio, modificaciones al régimen de calidad de servicio en lo referido a sistemas de control, al establecimiento de “áreas de calidad diferenciadas” (sic) y de “sistemas solidarios de multas” y la evaluación del desarrollo por el concesionario de actividades no reguladas (lo que podría permitirle recuperar rentabilidad utilizando a tal fin las estructuras y bienes afectados al servicio público). En el caso de Transener, la revisión contemplaría una remuneración adecuada a la estructura de costos de la transportista, la consideración de los costos asociados a la potencia reactiva, mecanismos no automáticos de readecuación de las tarifas en función de la modificación de diversas variables económicas, métodos de evaluación de la eficiencia en la prestación del servicio.

⁷⁷ Ver Bosch, Juan; Tarifas y garantía de igualdad. La prohibición de subsidios cruzados; EDA 30/9/05. Tal como lo señaló la sala V de la CNACAF en la sent. dictada con fecha 10/9/09 en autos *Defensor del Pueblo de la Nación c/Estado Nacional s/Dec. 2067/08*, la ley 24.076 contiene disposiciones similares en sus arts. 42, 48 y 87, precisando incluso que los subsidios deben ser establecidos en el presupuesto nacional.

* El compromiso del concesionario de mejorar los sistemas de información de la concesión y de realizar una auditoría técnica de los bienes esenciales afectados a la concesión.

* La suspensión y posterior desistimiento de las acciones promovidas por los accionistas controlantes de las concesionarias ante el CIADI.

En lo que respecta a la “mecánica” para la entrada en vigencia de las cartas de entendimiento, se publicó su contenido en el Boletín Oficial y se llevaron a cabo audiencias públicas para recibir objeciones. Con posterioridad, los acuerdos fueron remitidos para su consideración al Congreso Nacional, de conformidad con lo previsto en el art. 20 de la ley 25.561 y el art. 4 de la ley 25.790. El Congreso Nacional aprobó el acuerdo alcanzado con Edelap mediante resolución 32-S-05, 155 y 202 - O.V. 05 y 1787-D-05; OD 2206 de fecha 11 de mayo de 2005. También tomó intervención la Procuración del Tesoro de la Nación, a través del dictamen n° 172, de 11 de junio de 2005, así como la SIGEN, a través de la nota 2242 de 24 de junio de 2005. Finalmente, el acuerdo con Edelap entró en vigencia con la ratificación dispuesta por el Dec. 802/05 (B.O. 14/7/05). Muchos de los restantes acuerdos⁷⁸ fueron aprobados en forma tácita, conforme a lo previsto en la ley 25.972, lo cual dio lugar a que se planteara la inconstitucionalidad de este procedimiento en atención a lo dispuesto por el art. 82, CN⁷⁹, a pesar de lo cual se registran pronunciamientos favorables de la CNACAF. Mediante las Res. MEM 6 y 7/16 y la Res. ENRE 1/16, se implementaron nuevos cuadros tarifarios de transición, segmentando las tarifas en función del consumo y su evolución, así como la situación socio económica de los usuarios.

(c) Prolongación del régimen de transición y creación de cargos a usuarios para financiar el sistema eléctrico (ley 26.095).

La implementación de los acuerdos de renegociación de las concesiones dio lugar a sucesivas marchas y contramarchas que desembocaron en la prolongación del régimen de transición y en la creación de cargos a usuarios para financiar el sistema eléctrico entretanto se discutía la revisión tarifaria integral.

⁷⁸ Por ejemplo los correspondientes a las concesiones de Edenor y Edesur, aprobados mediante los Decretos 1957/06 y 1959/06 (B.O. 8/1/07).

⁷⁹ Que dispone que “La voluntad de cada Cámara debe manifestarse expresamente; se excluye, en todos los casos, la sanción tácita o ficta.”.

En el caso de los acuerdos con Edelap, Edenor y Edesur, luego de su ratificación mediante los Decs. 802/05, 1957/06 y 1959/06, el ENRE aprobó, a través de las Res. 518/05, 50/07, 51/07, 102/07 y complementarias, los cuadros tarifarios resultantes de aplicar el incremento sobre los costos propios de distribución previstos en los acuerdos de renegociación.

En lo que respecta a la revisión tarifaria integral, el ENRE convocó, mediante la Res. 937/05, a una audiencia pública para el 19/1/06 a fin de resolver sobre la propuesta de revisión efectuada por la distribuidora.

Ante las múltiples manifestaciones de las asociaciones de usuarios, se postergó sin fecha definida dicha audiencia.

Ante dicha circunstancia, las autoridades adoptaron dos medidas.

En primer lugar, mediante la Res. ENRE 241/06, de 272/06, se resolvió prolongar el cuadro tarifario aprobado inicialmente a Edelap para el período de transición hasta tanto finalice la revisión tarifaria integral.⁸⁰ En la misma línea, las Res. SE 433/07 y 434/07 (B.O. 30/4/07), prolongaron el período de transición contractual hasta el 1/2/08, para Edesur y Edenor y encomendaron al ENRE llevar adelante la revisión tarifaria integral. Dicho período fue prorrogado hasta el 1/2/09 mediante las Res. SE 864/08, 865/08 y 866/08 (B.O. 4/8/08) para Edesur, Edenor y Edelap y mediante las Res. SE 867/08, 868/08, 869/08, 870/08 y 871/08 (B.O. 5/8/08) para Distrocuyo, Transnoa, Transener y Transco.

Por otra parte y a efectos de obtener los recursos necesarios para financiar las inversiones requeridas por el parque energético, mediante la ley 26.095, promulgada de hecho el 17/5/06, se crearon cargos a los usuarios, sin alicuota ni destino predefinido. La amplitud y ambigüedad de los cargos dieron lugar a diversas impugnaciones judiciales de parte de las asociaciones de usuarios. Ver lo expuesto sobre esta ley en el apdo. 2.3 del cap. XXIII.

(d) Alteración de las reglas del MEM en caso de déficit y creación del marco legal para el abastecimiento de energía adicional.

Según se describe, entre otros, en los apdos. 2.3.8, 2.4.3 y 2.4.4 del cap. XV, los Procedimientos de CAMMESA contemplan el procedimiento a seguir por ésta en caso de déficit en el MEM. Pues bien, ante las

⁸⁰ Similares medidas fueron adoptadas para Transener, Transba y Distrocuyo, mediante las resoluciones 423, 424 425/06 (B.O. 29/5/06) dictadas por el ENRE.

previsiones de déficit en el MEM, la SE dictó la resolución 1281/06, en la que, apartándose de los Procedimientos de CAMMESA, lisa y llanamente estableció que, en tal situación, CAMMESA debería restringir el suministro a los Grandes Usuarios, sin contemplar todos los recaudos y matices previstos por las normas en vigor, las que en consecuencia deberán adaptarse a dicha norma sobreviniente. Al mismo tiempo que introducía esta limitante, la citada norma creó una nueva variante de contratos de suministro, que será examinada en el cap. XI, apdo. 5.3.4.5